

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE

FACULTAD DE INGENIERÍA



**“PROGRAMA PARA LA TERMINACIÓN Y ESTIMULACIÓN DE UN POZO EN
ESTUDIO DE LA FORMACIÓN VACA MUERTA”.**

Autor: Ormeño Lucas Gonzalo.

Director: Roberto Benjamín Bach.

Ingeniería en Petróleo.

Neuquén Capital, Argentina.

Año 2025.



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA Y PETROLEO

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“PROGRAMA PARA LA TERMINACIÓN Y ESTIMULACIÓN DE UN POZO EN
ESTUDIO DE LA FORMACIÓN VACA MUERTA”.**

Proyecto Integrador Profesional presentado
en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue,
como parte de los requisitos para obtener el título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Autor:

Ormeño Lucas Gonzalo. Legajo: ING-8201.

Director académico:

Ing. Roberto Benjamín Bach. Profesor del área de Estimulación de Pozos. Departamento
de Geología y Petróleo, Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional del Comahue.

Neuquén Capital, Argentina.

Año 2025.



RESUMEN

La formación Vaca Muerta, ubicada en la Cuenca Neuquina, constituye el principal objetivo de desarrollo no convencional en Argentina. En este contexto, los proyectos de terminación y fractura hidráulica requieren una adecuada caracterización petrofísica y geomecánica para maximizar el contacto con la roca que almacena los hidrocarburos y asegurar el éxito técnico y económico de la estimulación.

El objetivo principal del presente trabajo, es seleccionar el intervalo óptimo para perforar la rama horizontal de un pozo exploratorio en un reservorio tipo shale y diseñar la técnica de fractura hidráulica más adecuada para estimular dicha rama, enmarcándose en las condiciones operativas reales actuales de la región.

Se aplicaron métodos de interpretación de perfiles geofísicos, petrofísicos y geomecánicos sobre un pozo vertical ya perforado en Vaca Muerta. Se analizaron registros de porosidad, saturación de agua, contenido orgánico total (TOC), módulo de Young, relación de Poisson, anisotropía de esfuerzos y contenido de arcillas, lo que permitió identificar los espesores con mejores propiedades de reservorio. Posteriormente, se evaluaron distintas técnicas de estimulación hidráulica utilizadas en pozos no convencionales mediante un análisis comparativo multicriterio, representado gráficamente mediante un gráfico radar. Finalmente, se justificaron los parámetros operativos clave del diseño a partir del análisis de más de 4.000 pozos horizontales en la Cuenca Neuquina, registrados por la Secretaría de Energía.

Como resultado, se identificaron los espesores más aptos para realizar la rama horizontal y se propuso una técnica de terminación basada en criterios de eficiencia operativa, costos y riesgo técnico. Asimismo, se establecieron parámetros de diseño como la longitud promedio de la rama horizontal, la cantidad de etapas, el volumen de agua inyectada, la presión máxima de operación, el tipo de fluido y el agente de sostén, todos definidos en función de valores promedio regionales publicados en el Capítulo IV de la Secretaría de Energía.

La propuesta final integra criterios técnicos, operativos y estadísticos, y constituye un diseño de estimulación aplicable a futuros pozos exploratorios en la región.



ABSTRACT

The Vaca Muerta Formation, located in the Neuquén Basin, is Argentina's main target for unconventional resource development. In this context, hydraulic fracturing and well completion projects require adequate petrophysical and geomechanical characterization to maximize contact with the hydrocarbon-bearing rock and ensure the technical and economic success of the stimulation.

The main objective of this work is to select the optimal interval to drill the horizontal section of an exploratory well in a shale reservoir, and to design the most suitable hydraulic fracturing technique to stimulate that section, considering the current operational conditions in the region.

Interpretation methods for geophysical, petrophysical, and geomechanical logs were applied to a previously drilled vertical well in Vaca Muerta. Logs of porosity, water saturation, total organic content (TOC), Young's modulus, Poisson's ratio, stress anisotropy, and clay content were analyzed, allowing the identification of the most favorable reservoir intervals. Subsequently, various hydraulic stimulation techniques currently used in unconventional wells were evaluated through a multi-criteria comparative analysis, represented graphically using a radar chart. Finally, key design parameters were justified based on data from more than 4,000 horizontal wells in the Neuquén Basin, published by Argentina's Energy Secretariat.

As a result, the most suitable intervals for drilling the horizontal section were identified, and a completion technique was proposed based on operational efficiency, cost, and technical risk. Design parameters such as the average horizontal length, number of stages, injected water volume, maximum operating pressure, fracturing fluid type, and proppant type were also defined using regional average values published in Chapter IV of the Energy Secretariat reports.

The final proposal integrates technical, operational, and statistical criteria, and constitutes a stimulation design applicable to future exploratory wells in the region.



RECONOCIMIENTO Y DEDICATORIA

A Camila Díaz, mi gran apoyo, amiga, incondicional amor y quien ha estado siempre para motivarme a querer superarme día a día.

A mis padres Jorge Edgardo Ormeño y Miriam Molina, que me dieron su amor, me formaron como persona y que, con todo el esfuerzo, me dieron todo lo que necesitaba.

A mis abuelos Melania Carrasco y Enrique Molina, quienes no se encuentran presente físicamente, pero que han estado siempre junto a mí en cada momento en mi vida. Gracias por haberme tratado como un hijo más. Sé que este logro los hará felices en el lugar que se encuentren.

Lucas Gonzalo Ormeño.



ÍNDICE

RESUMEN	ii
ABSTRACT	iii
RECONOCIMIENTO Y DEDICATORIA	iv
ÍNDICE DE FIGURAS.....	vii
ÍNDICE DE TABLAS	x
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Reservorios convencionales.....	2
1.3 Reservorios no convencionales.....	3
CAPÍTULO II: FORMACIÓN VACA MUERTA	5
2.1 Descripción de Vaca Muerta desde el punto de vista geológico.	5
2.1.1 Relación entre la heterogeneidad de la formación y la etapa de terminación	7
2.2 Descripción de Vaca Muerta desde el punto de vista petrofísico.	8
2.3 Descripción de Vaca Muerta desde el punto de vista geomecánico.	11
CAPÍTULO III: PROPIEDADES GEOMECAÑICAS.....	13
3.1 Introducción a las Propiedades Geomecánicas	13
3.2 Caracterización de los esfuerzos in-situ.....	14
3.2.1 Representación del Cubo de Esfuerzos.....	16
3.3 Propiedades Mecánicas de la Roca.....	16
CAPÍTULO IV: FRACTURA HIDRÁULICA.....	19
4.1 Reseña histórica de la fractura hidráulica.....	19
4.2 Agente de sostén	20
4.2.1 Agente de sostén en reservorios convencionales y no convencionales.....	21
4.2.2 Propiedades del agente de sostén.....	22
4.3 Tipos de fluidos de fractura	25
4.3.1 Geles XL.....	25
4.3.1 Fluidos VFRs	27
4.4 Principales equipos de superficie involucrados durante las operaciones de fracturas.....	30



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA Y PETROLEO

4.5 Presión de trabajo: equipos, seguridad y resistencia del casing	32
CAPÍTULO V: TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN EN POZOS NO CONVENCIONALES	33
5.1 Técnicas utilizadas en pozos no convencionales	33
5.2 Aplicación en la rama horizontal del pozo y múltiples etapas de fracturas	33
5.3 Método Plug and Perf	34
5.3.1 Pump down en Plug and Perf.....	36
5.3.2 Plug-and-Perf con Wireline	37
5.3.3 Plug-and-Perf con Coiled Tubing.....	37
5.3.4 Camisas iniciadoras (Poor Boy)	39
5.4 Método Abrasive jetting perforation and annulus pumping (AJPAP).....	39
CAPÍTULO VI: ANÁLISIS DEL POZO TIPO.....	41
6.1 Descripción del pozo	41
6.2.1 Análisis del perfil TOC (Contenido Orgánico Total).....	42
6.2.2 Análisis del perfil de Sw (Saturación de agua)	44
6.2.3 Análisis combinado de Saturación de Agua (Sw) y TOC.....	45
6.2.4 Registro PEF (Photoelectric Factor)	48
6.2.2 Análisis del perfil Módulo de Young estático horizontal (E Young Horizontal)	50
6.2.3 Análisis Combinado de Módulo de Young Horizontal (EHorizontal) y PEF	51
6.2.4 Análisis del perfil de Gamma Ray (GR).....	54
6.2.5 Análisis del perfil Poisson Ratio (PR).....	55
6.2.6 Análisis del Perfil Combinado (Gamma Ray vs Poisson Ratio).....	57
6.2.7 Análisis del Perfil Shmín (Mínimo Esfuerzo Horizontal).....	60
6.2.8 Análisis del perfil Sv (Esfuerzo Vertical)	62
6.2.9 Análisis Combinado de Sv y Shmín para determinar anisotropía y zonas óptimas de fractura	63
6.3 Análisis integrado de los perfiles	64
CAPÍTULO VII: ELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA, CRITERIOS OPERATIVOS EN LA FRACTURA Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA OPERACIÓN.....	67
7.1 Conclusión sobre la elección de la técnica de estimulación.	69
7.2 Análisis de los parámetros de fractura hidráulica	71
7.4 Análisis económico del diseño de la fractura hidráulica.....	78



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA Y PETROLEO

CAPÍTULO VIII: RECOMENDACIONES PARA UN POSIBLE POZO EXPLORATORIO EN LA FORMACIÓN VACA MUERTA.....	80
8.1 Monitoreo microsísmico	80
8.2 Perfil de imágenes para caracterización del esfuerzo máximo horizontal (SH _{máx}) y fracturas naturales	80
8.3 Seguimiento de trayectoria de perforación	81
8.4 Monitoreo con fibra óptica	81
8.5 Uso de trazadores químicos para evaluación post-fractura	82
8.6 Ensayos de producción con PLT (Production Logging Tool).....	82
8.7 Ensayo de presión DFIT (Diagnostic Fracture Injection Test)	83
CAPÍTULO IX: CONCLUSIONES FINALES.....	84
ANEXO.....	87
A1. Análisis del perfil de porosidad (Phie):	87
A2. Análisis del perfil Sh _{máx} (Estrés máximo horizontal)):	88
A3. Análisis del perfil Módulo de Young estático vertical (E Young Vertical)	90
A4. Análisis del perfil Análisis del Perfil Combinado: Gamma Ray vs. Porosidad	91
A5. Análisis del perfil Análisis del Perfil Combinado: Sw vs Phie	94
A6. Tipos de agente de sostén	97
REFERENCIAS.....	100

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. A la izquierda, una roca porosa y permeable y a la derecha una roca de baja porosidad y permeabilidad (López Anadón, E. 2015).	2
Figura 2. Distribución habitual de fluidos dentro de una trampa convencional (López Anadón, E. 2015).	3
Figura 3. Dominios estructurales, límites y estratigrafía de la Cuenca Neuquina (Sagasti, Ortiz, Hryb, Foster, & Lazzari, 2014).	6
Figura 4. A) Fotografía de un núcleo de Vaca Muerta. B) Fotografía de un afloramiento de Vaca Muerta que ilustra la intercalación a escala de pies de lutitas (SH) y calizas micríticas (ML). C)	

Fotografía de un afloramiento de Vaca Muerta mostrando vetas de calcita (CV) y nódulos de calcita (CN) a escala de pulgadas, rodeados por lutita (SH) (Sagasti, Ortiz, Hryb, Foster, & Lazzari, 2014).	8
Figura 5. Sección transversal NW-SE que muestra la geometría y subdivisiones del sistema Quintuco-Vaca Muerta (Sagasti, Ortiz, Hryb, Foster, & Lazzari, 2014).	9
Figura 6. Columna estratigráfica que muestra niveles de la Formación Vaca Muerta. Las primeras dos trazas muestran el GR espectral, la tercera traza muestra los resultados de Passey, y la cuarta traza muestra el TOC (Zhang et al., 2018).	10
Figura 7. A) Esquema del comportamiento de fracturas en una secuencia estratificada. B) Ejemplo de un afloramiento de Vaca Muerta mostrando desplazamiento de fractura asociado a contrastes en las propiedades mecánicas (Sagasti, Ortiz, Hryb, Foster, & Lazzari, 2014).	11
Figura 8. Esquema que muestra la posición relativa entre disparos y heterogeneidades en pozos verticales y horizontales (Sagasti, Ortiz, Hryb, Foster, & Lazzari, 2014).	13
Figura 9. Ejemplo de un modelo geomecánico que define el SH _{máx} para el modelado de una fractura hidráulica (Abdelaziz, S., Leem, J., & Praptono, A. S., et al. (2016). An integrated workflow to the success of complex tight-gas reservoirs development north of India: Case study (IADC/SPE-180586-MS).	15
Figura 10. Cubo diferencial con componentes de esfuerzo en las direcciones x, y, z. (Adaptado de Determinación de esfuerzos IN-SITU y presión de fractura mediante la técnica de inversión (p. 41), por D. Ortiz Trejo, Instituto Politécnico Nacional, 2019).	16
Figura 11. Tendencia de las aplicaciones de las fracturas en el tiempo (K. G. Nolte, M. B. Smith).	20
Figura 12. Gráfico para estimaciones visuales de redondez (eje de abscisas) y esfericidad (ordenada). (Halliburton, 2005).	23
Figura 13. A la izquierda un ejemplo de una cadena polimérica de goma guar y a la derecha, su reticulación con un agente reticulante. (Adaptado de "¿Qué tipo de fluidos de fractura y por qué?", por Petrotecnia, 2017 https://www.petrotecnia.com.ar/nota-3.html).	27
Figura 14. Esquema general en planta de una operación de fractura con los principales equipos en superficie (cortesía de Roberto Benjamín Bach).	30
Figura 15. Blender o unidad mezcladora (cortesía de Roberto Benjamín Bach).	31



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA Y PETROLEO

Figura 16. Operación de PnP que muestra disparos con un cañón detonador y aislamiento de etapas con tapones fijados con cable (Soliman, M. Y., Daal, J., & East, L. 2012).	35
Figura 17. Técnica de fractura con agente de sostén y coiled tubing (Surjaatmadja, B. H., McDaniel, B., & East, L., et al. (2005). Optimizing Multi-Stage Fracturing in Horizontal Wells Using Abrasive Jetting and Sand Plug Diversion Techniques (SPE-183785-MS))......	40
Figura 18. Área de ubicación del pozo en estudio (Subsecretaría de Energía e Hidrocarburos de la Provincia del Neuquén, s.f.).....	41
Figura 19. Contenido Orgánico Total (TOC) vs Profundidad (m).....	42
Figura 20. Sw (Saturación de agua) y Profundidad medida en metros.....	44
Figura 21. Perfil de Contenido Orgánico Total (TOC) vs Saturación de agua (Sw) completo.....	47
Figura 22. Factor fotoeléctrico en b/e y Profundidad en metros.....	48
Figura 23. Perfil de Módulo de Young estático horizontal (E Young Horizontal) en Mpsi/s vs. Profundidad en metros.	50
Figura 24. Factor fotoeléctrico [b/e] y Ehorizontal [Mpsi] en función de la Profundidad en metros.....	53
Figura 25. Gray (Gamma Ray) medido en °API y Profundidad en metros.	54
Figura 26. Factor de Poisson [b/e] y Profundidad en metros.....	56
Figura 27. Gamma Ray [°API] y PR [b/e] en función de la Profundidad en metros.....	59
Figura 28. Perfil de Shmín (Estrés mínimo horizontal) en psi*ft/s vs. Profundidad en metros. ..	60
Figura 29. Perfil de Sv en psi*ft/s vs. Profundidad en metros.....	62
Figura 30. Perfil de Sv en psi*ft/s vs. Profundidad en metros.....	69
Figura 31. Histograma de distribución de toneladas de arenas naturales y cerámicas en pozos de Vaca Muerta.	72
Figura 32. Gráfico radar para la comparación entre los dos tipos de geles.	74
Figura 33. Longitud de la rama horizontal en metros.	75
Figura 34. Cantidad de etapas realizadas en cada pozo no convencional de Vaca Muerta.....	75
Figura 35. Cantidad de agua utilizada en metros cúbicos, para fracturar pozos no convencionales en formación Vaca Muerta	76
Figura 36. Distribución de la presión máxima en psi de fractura en pozos no convencionales de Vaca Muerta.	77
Figura 37. Distribución de costos por rubro en el tratamiento de fractura hidráulica.	79



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA Y PETROLEO

Figura 38. Porosidad medida en ft^3/ft^3 y Profundidad en metros.	87
Figura 39. Perfil de $Sh_{m\acute{a}x}$ (Estrés máximo horizontal) en $psi \cdot ft/s$ vs. Profundidad en metros. .	89
Figura 40. Módulo de Young estático vertical (E Young Vertical) en $Mpsi/s$ vs. Profundidad en metros.....	90
Figura 41. Perfil Gamma Ray (Gray) vs Porosidad efectiva (Phie) completo.....	93
Figura 42. Perfil Gamma Ray (Gray) vs Porosidad efectiva (Phie). A la izquierda desde 2122 m hasta 2400 m, a la derecha de 2400 m hasta 2550 m.	94
Figura 43. Perfil Porosidad efectiva (Phie) vs Saturación de agua (S_w) completo.	96
Figura 44. Perfil Saturación de agua (S_w) vs Porosidad efectiva (Phie). A la izquierda desde 2250 m hasta 2400 m, a la derecha de 2400 m hasta 2500 m.	97

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Comparación de los datos de resistencia al aplastamiento de diferentes muestras de arena local utilizados en Vaca Muerta, con presiones entre 4000 a 5000 psi y con concentraciones de $4 lb/ft^2$ y $1 lb/ft^2$ (condición más realista para reservorios no convencionales) (Bonapace, 2016).	25
Tabla 2. Criterios principales para la selección de técnica de estimulación del pozo exploratorio.	67
Tabla 3. Puntuación de los criterios de evaluación en cada técnica de estimulación.	68
Tabla 4. Criterios de comparación entre HVFR y Gel XL.	73
Tabla 5. Estimación de costos asociados al diseño de fractura hidráulica (Fuente: Jorge Chadwick, com. pers., 2025).	79

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.

1.1 Introducción

La explotación de hidrocarburos ha tenido un papel fundamental en el desarrollo económico y social de muchos países. Durante el siglo pasado, Argentina ha tenido una fuerte dependencia de recursos convencionales de petróleo y gas para satisfacer su demanda energética. Sin embargo, el agotamiento continuo de este tipo de reservas, en conjunto con el aumento de la demanda de energía, ha llevado a la industria a explorar nuevas fuentes y desarrollar técnicas innovadoras para la extracción de hidrocarburos no convencionales.

Según la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos, Argentina se encuentra en el segundo puesto de la lista de países poseedores de los mayores recursos técnicamente recuperables en gas shale y cuarto para el caso del petróleo (López Anadón, 2015). En este contexto, la formación Vaca Muerta, situada en la cuenca neuquina, no solo representa una oportunidad económica significativa para el país, sino que, además, implica una serie de desafíos técnicos debido a las características de la roca generadora.

La extracción de hidrocarburos no convencionales afronta interrogantes arduamente complejos debido a baja porosidad y permeabilidad de la roca generadora. Para abordar estos desafíos, la industria ha adoptado y perfeccionado una técnica llamada fractura hidráulica. Inicialmente desarrollada en Estados Unidos durante la última mitad de la década de 1940 para aumentar la conductividad de formaciones convencionales, ha sido adaptada y mejorada para utilizarse en formaciones no convencionales, con el fin de hacer productiva la roca madre. Esta técnica, consiste en la inyección de fluidos a alta presión con agente de sostén para crear y mantener abiertas fracturas en la roca, permitiendo liberar los hidrocarburos atrapados en los pequeños poros de la formación.

El avance de la tecnología y el estudio de las formaciones, ha permitido desarrollar diversas técnicas de terminación y estimulación hidráulica que son utilizadas hoy en día en pozos de reservorios no convencionales. La elección del método más adecuado y la implementación efectiva de dichas técnicas, requiere un entendimiento profundo de una serie de diversos factores, que incluyen las características geomecánicas de la zona, el espesor de las capas, la

heterogeneidad de la roca y fluidos presentes en los poros, así como también, de los recursos y tecnologías disponibles. Cada uno de ellos, debe ser cuidadosamente evaluado para diseñar un programa de terminación que mejore la conductividad entre el pozo y el reservorio, y por consecuencia, maximice la productividad.

1.2 Reservorios convencionales

Los reservorios o yacimientos de carácter convencional, poseen características de permeabilidad y porosidad adecuadas que permiten la movilidad natural de los fluidos hacia el pozo, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura. La correcta caracterización de estas propiedades es esencial para la planificación y desarrollo de estrategias de extracción eficientes (Tissot & Welte, 1984). Algunas de las características más importantes que deben destacarse son:

- **Porosidad y Permeabilidad:** En los reservorios convencionales, la porosidad típica varía entre el 10% y el 30%. Por otro lado, los valores de permeabilidad en reservorios convencionales suelen ser superiores a 10 milidarcy (mD), lo que permite un flujo considerable de hidrocarburos hacia el pozo.

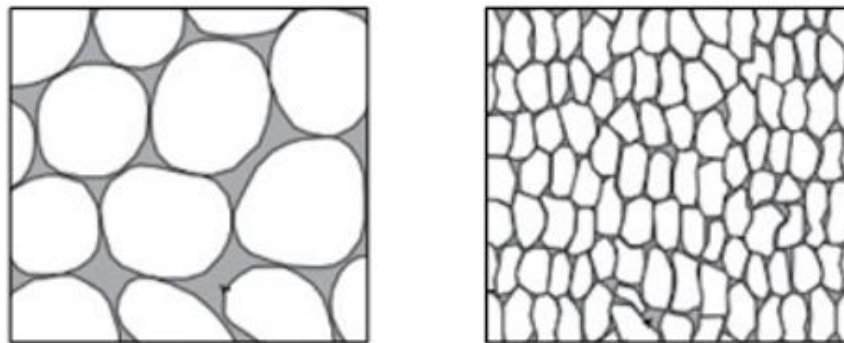


Figura 1. A la izquierda, una roca porosa y permeable y a la derecha una roca de baja porosidad y permeabilidad (López Anadón, E. 2015).

- **Trampa y Sello Natural:** Para que se forme un reservorio convencional, es necesario un sello natural que impida la fuga de los hidrocarburos. Este sello puede ser parte de una roca impermeable que actúe como una barrera geológica, como es el caso de arcillas o evaporitas o fallas naturales generadas por movimientos tectónicos. La trampa geológica es la estructura que permite la

acumulación de hidrocarburos, y puede ser de diferentes tipos, como trampas estructurales (anticlinales y fallas) y trampas estratigráficas.

- **Distribución de fluidos:** En estos reservorios convencionales, es común encontrar una columna de agua debajo de la acumulación de petróleo y/o gas. Esto se debe a la diferencia de densidad entre los hidrocarburos y el agua (figura 2). La presencia de una columna de agua puede influir en la presión del reservorio y en el comportamiento del flujo de hidrocarburos hacia el pozo (Dake, L. P. 1978).

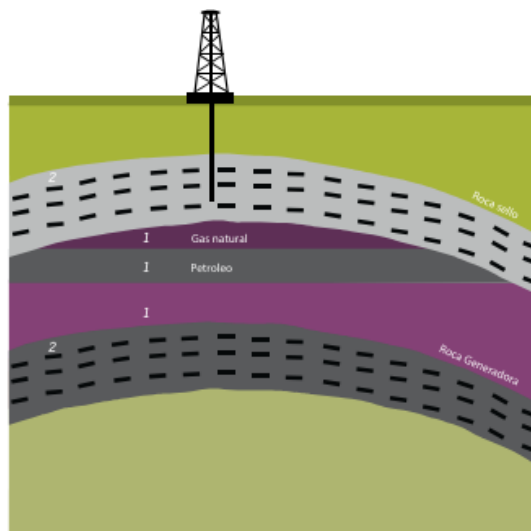


Figura 2. Distribución habitual de fluidos dentro de una trampa convencional (López Anadón, E. 2015).

1.3 Reservorios no convencionales

Los hidrocarburos convencionales y no convencionales no tienen diferencias químicas entre sí, pero las características geomecánicas de los reservorios que los contienen y las técnicas que se necesitan para poder lograr su explotación son significativamente diferentes. Mientras que los reservorios convencionales permiten una producción relativamente sencilla y sostenida en el tiempo que permite un rédito económico basto, los reservorios no convencionales presentan mayores riesgos técnicos y económicos. Esto se debe a su escasa permeabilidad, heterogeneidad de las formaciones y la necesidad de utilizar técnicas avanzadas para garantizar la producción, como una estimulación hidráulica a gran escala.

Bajo la categoría de reservorios no convencionales, se incluyen numerosos tipos, tales como:

1. **Gas y Petróleo en Rocas Generadoras (Shale Gas/Shale Oil):** Las formaciones de shale son las rocas generadoras de los sistemas petroleros convencionales. Estas rocas sedimentarias de grano fino contienen una mezcla variable de carbonatos, sílice o cuarzo, arcillas, y un alto contenido de materia orgánica. La formación Vaca Muerta en la cuenca neuquina es un ejemplo destacado de un reservorio shale (Economides, M. J., & Nolte, K. G. 2000).
2. **Reservorios Tight:** Estos reservorios se caracterizan por tener una permeabilidad extremadamente baja, aunque no tan baja como el caso de los reservorios shale. La definición de tight no depende de la composición de la roca, sino de su baja permeabilidad, que impide el flujo natural de gas hacia el pozo. Ejemplos de estas formaciones incluyen carbonatos densos y areniscas (Ahmed, 2006), como es el caso del yacimiento Loma La Lata que se encuentra en la provincia de Neuquén, Argentina.

Otros Tipos de Reservorios No Convencionales:

- **Metano en Lechos de Carbón (Coal Bed Methane):** Se encuentra en las fracturas de los depósitos de carbón y requiere técnicas específicas para su extracción. Actualmente, se explota comercialmente en Estados Unidos y Australia (Economides, M. J., & Nolte, K. G. 2000).
- **Petróleos Pesados (Heavy Oils) y (Tar Sands):** Se caracterizan por su alta viscosidad y densidad, lo que dificulta su extracción y transporte. Estos recursos se explotan comercialmente en Venezuela (petróleo extra pesado) y Canadá (tar sands) (Craft & Hawkins, 1991).
- **Hidratos de Metano:** Formaciones de gas metano atrapado en una estructura de hielo, principalmente en regiones árticas y en los fondos marinos. Aunque tienen un enorme potencial energético, su explotación comercial aún no es viable debido a las dificultades técnicas (Dake, L. P. 1978).

Una de las técnicas más utilizadas para la extracción de shale gas y shale oil, es la fractura hidráulica, un proceso costoso que implica la inyección de grandes volúmenes de agua, arena de fractura y productos químicos a alta presión para crear fracturas en la roca. Además, la perforación horizontal, otra técnica clave, permite maximizar el contacto con la formación productiva, aumentando la eficiencia de la producción de los hidrocarburos (Economides, M. J., & Nolte, K. G. 2000).

A pesar de estos desafíos, la explotación de reservorios no convencionales ofrece oportunidades significativas. En la Cuenca Neuquina, el desarrollo de la formación Vaca Muerta ha transformado la producción de gas y petróleo en Argentina, posicionando al país como un actor importante en el mercado de hidrocarburos no convencionales. Este desarrollo ha tenido un impacto económico positivo, generando empleo y atrayendo inversiones internacionales (López Anadón, 2015).

CAPÍTULO II: FORMACIÓN VACA MUERTA

2.1 Descripción de Vaca Muerta desde el punto de vista geológico.

La Cuenca Neuquina se encuentra ubicada en el centro-oeste de Argentina, al pie de monte este de la Cordillera de los Andes y cubre un área aproximada de 120.000 km². Actualmente, se reconocen dos grandes estructuras dominantes: el sector andino deformado al oeste y la depresión geológica situada al este. Durante el Jurásico y el Cretácico Inferior, la Cuenca Neuquina funcionó como una cuenca de retroarco que estaba conectada al proto-Océano Pacífico de la época, siendo bordeada por áreas cratónicas al noreste y sur/sureste (Sistema de Sierra Pintada y Macizo Norpatagónico), y por el arco volcánico andino al oeste (Sagasti, Ortiz, Hryb, Foster, & Lazzari, 2014).

La Cuenca Neuquina se originó por un proceso de rift durante el Triásico Tardío y experimentó deformación térmica post-rift desde el Jurásico Temprano hasta el Cretácico Medio. La acumulación del sistema deposicional Quintuco-Vaca Muerta comenzó en el Tithoniano Temprano, como resultado de una rápida y extensa transgresión marina desde el Océano Pacífico (Legarreta and Uliana, 1991; Vergani et al., 1995).

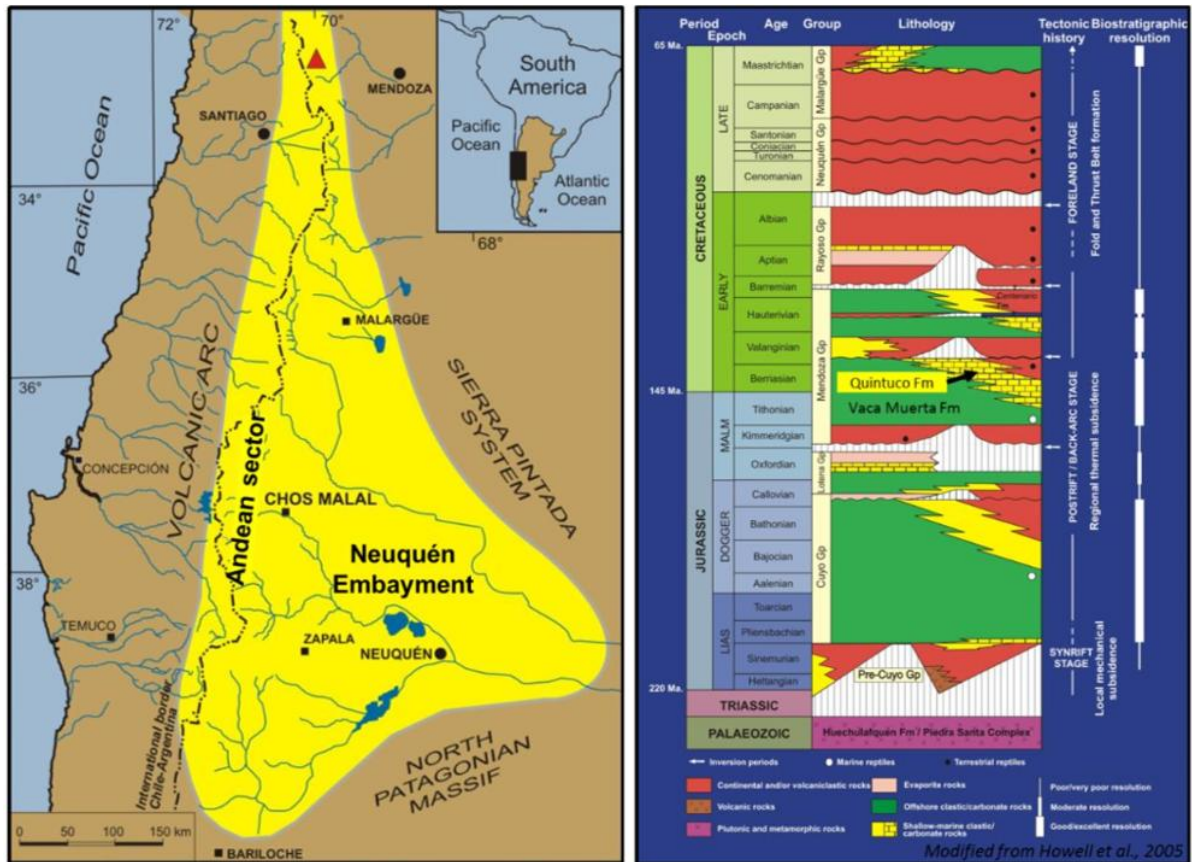


Figura 3. Dominios estructurales, límites y estratigrafía de la Cuenca Neuquina (Sagasti, Ortiz, Hryb, Foster, & Lazzari, 2014).

La formación Vaca Muerta está compuesta principalmente por intercalaciones de lutitas calcáreas ricas en materia orgánica, margas y calizas micríticas. La compleja heterogeneidad que existe en la Formación Vaca Muerta, que se manifiesta tanto a escala estratigráfica como geográfica, afecta significativamente la calidad del reservorio y a su vez a las estrategias de terminación de cada pozo en particular. También es importante mencionar, que las fracturas naturales presentes en diferentes capas estratigráficas, añaden complejidad al sistema y afectan localmente el comportamiento mecánico del reservorio y su producción.

El éxito para alcanzar el desarrollo de los pozos, con el objetivo de maximizar la relación productividad/inversión, dependerá en gran medida en comprender cómo se desarrolla la estructura geológica y mecánica del área del reservorio en donde se quiere perforar y crear el plan de desarrollo del pozo que respete la singularidad geológica de cada zona.

2.1.1 Relación entre la heterogeneidad de la formación y la etapa de terminación

A nivel mundial, las reservas de shale suelen evaluarse en términos de su calidad de reservorio y por las técnicas de terminación que se necesitan aplicar para su desarrollo. La calidad del reservorio Vaca Muerta está asegurada por su porosidad y espesor y contenido orgánico total (TOC), en donde, según sea el lugar de estudio, pueden alcanzarse valores de hasta el 8%, dejando la eficiencia del completamiento como el principal factor limitante para el desarrollo. Es por ello, que las variaciones en las propiedades geomecánicas a lo largo del campo son un tema crítico por desarrollar.

Las variaciones estructurales, espesores, las propiedades petrofísicas, electrofacies y el régimen de esfuerzos dentro de la formación Vaca Muerta a lo largo del área de estudio, derivan en cambios en las propiedades geomecánicas. La complejidad estructural debe tenerse en cuenta para la disposición y la geometría de los pozos. En particular, las regiones que presentan fallas naturales, tienen un mayor riesgo de sufrir inconvenientes, como el colapso o daños en las cañerías.

Actualmente, según el capítulo IV de la Secretaría de Energía de la nación, todas las empresas operadoras con actividades en la formación Vaca Muerta, realizan la mayoría de sus pozos no convencionales de manera horizontal, ya que, de esta manera aumenta la eficiencia del contacto con la roca, favoreciendo el desarrollo de los yacimientos, mientras que, los pozos verticales se utilizan para recopilar información de las formaciones. En estas regiones, se suelen identificar múltiples intervalos de navegación con diferentes combinaciones de propiedades petrofísicas y geomecánicas.

Dado que la calidad del reservorio Vaca Muerta no es una variable limitante, uno de los problemas clave a abordar para seleccionar los intervalos de navegación apropiados es la contención de la altura de las fracturas.

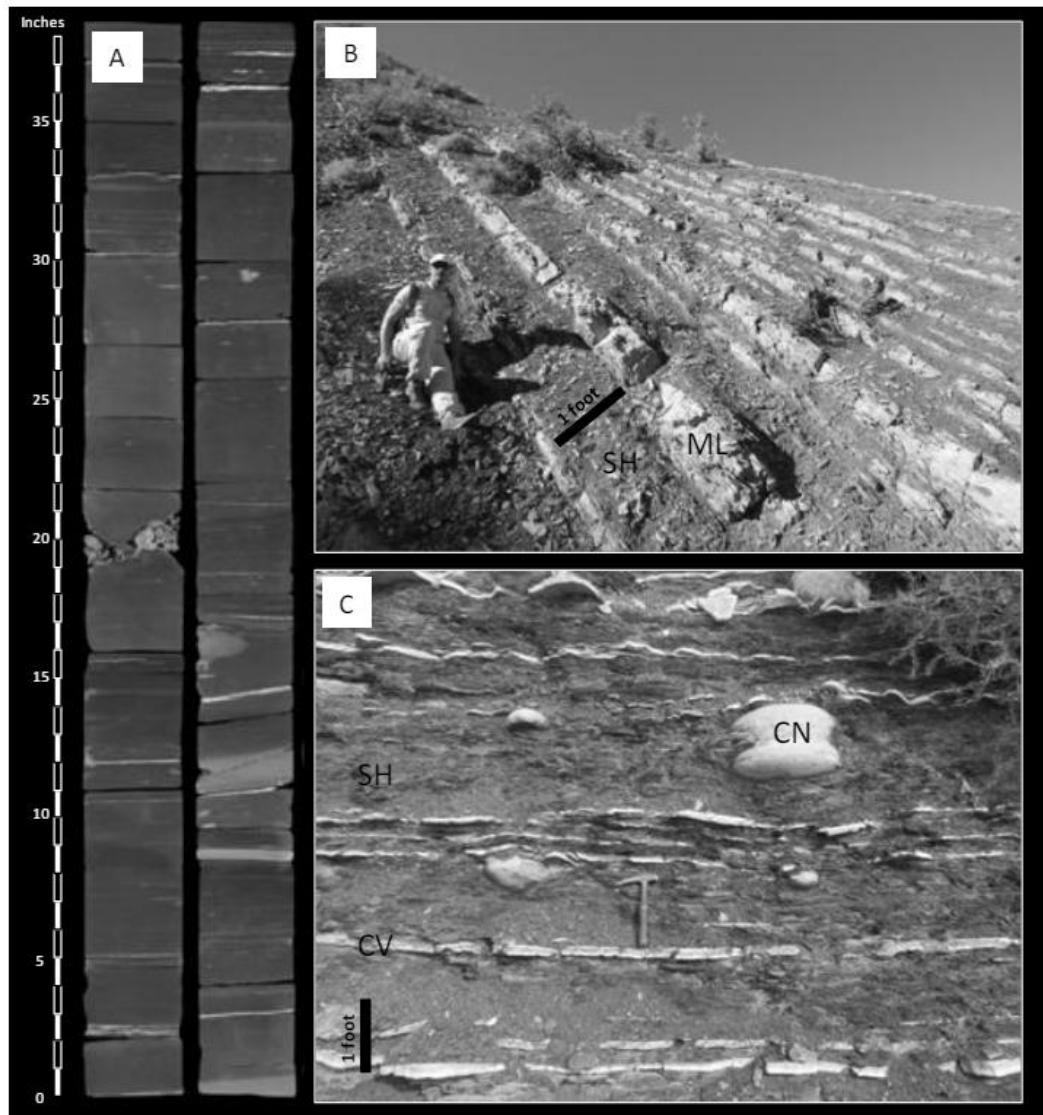


Figura 4. A) Fotografía de un núcleo de Vaca Muerta. B) Fotografía de un afloramiento de Vaca Muerta que ilustra la intercalación a escala de pies de lutitas (SH) y calizas micríticas (ML). C) Fotografía de un afloramiento de Vaca Muerta mostrando vetas de calcita (CV) y nódulos de calcita (CN) a escala de pulgadas, rodeados por lutita (SH) (Sagasti, Ortiz, Hryb, Foster, & Lazzari, 2014).

2.2 Descripción de Vaca Muerta desde el punto de vista petrofísico.

La interpretación de registros incluye el cálculo de porosidad, mineralogía y volumen de kerógeno. En este proceso se utilizan registros como la espectroscopía de rayos gamma, que mide la concentración de Uranio para obtener el volumen de kerógeno. Otros registros utilizados incluyen concentración de Torio, factor fotoeléctrico, y otros registros como porosidad neutrón, densidad y registros sínicos. Estos registros se calibran con muestras de núcleos de testigos y cutting de perforación.

La caracterización petrofísica de la formación Vaca Muerta, requiere un enfoque integrado que combine la interpretación de registros, análisis de testigos coronas y diversas pruebas de laboratorio. Intervienen modelos estadísticos para correlacionar los datos de pozos y modelos obtenidos durante otros ensayos sísmicos, que den lugar a modelos en profundidad y en tiempo de la zona de interés.

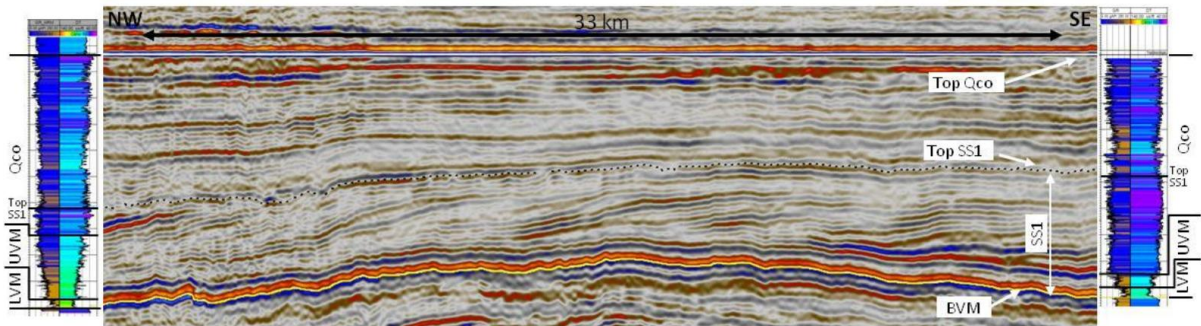


Figura 5. Sección transversal NW-SE que muestra la geometría y subdivisiones del sistema Quintuco-Vaca Muerta (Sagasti, Ortiz, Hryb, Foster, & Lazzari, 2014).

La comprensión de la heterogeneidad petrofísica y geomecánica, va ser una etapa crucial para optimizar el diseño de la terminación y mejorar la eficiencia de producción en este tipo de reservorios no convencionales.

Entre los ensayos y pruebas más importantes, se deben destacar:

- ✚ **Difracción de Rayos X (XRD):** El análisis XRD es crucial para determinar la mineralogía de la formación. Este método identifica y cuantifica los diferentes minerales presentes en la muestra de roca. En el caso de Vaca Muerta, el XRD ha revelado la presencia predominante de cuarzo, plagioclasa, calcita, arcillas (principalmente illita y esméctita), y pirita.
- ✚ **Resonancia Magnética Nuclear (NMR):** La NMR es utilizada para medir la porosidad total de la formación sin depender de la litología. Este método es especialmente útil en formaciones de shale como Vaca Muerta, donde la porosidad puede ser difícil de evaluar con métodos tradicionales.
- ✚ **Análisis de Espectroscopía de Rayos Gamma:** La espectroscopía de rayos gamma se utiliza para medir la concentración de elementos como el uranio, que es

indicativo del contenido de kerógeno en la formación. Este análisis se correlaciona con otros registros para proporcionar una imagen completa de la mineralogía y el contenido orgánico total (TOC) de la roca.

✚ **Módulo de Corte y Compresión:** Los módulos de corte vertical y horizontal, así como el módulo de compresión vertical, se miden en muestras de núcleo. Estos datos son esenciales para evaluar las propiedades geomecánicas de la formación y su impacto en el diseño de fracturas hidráulicas.

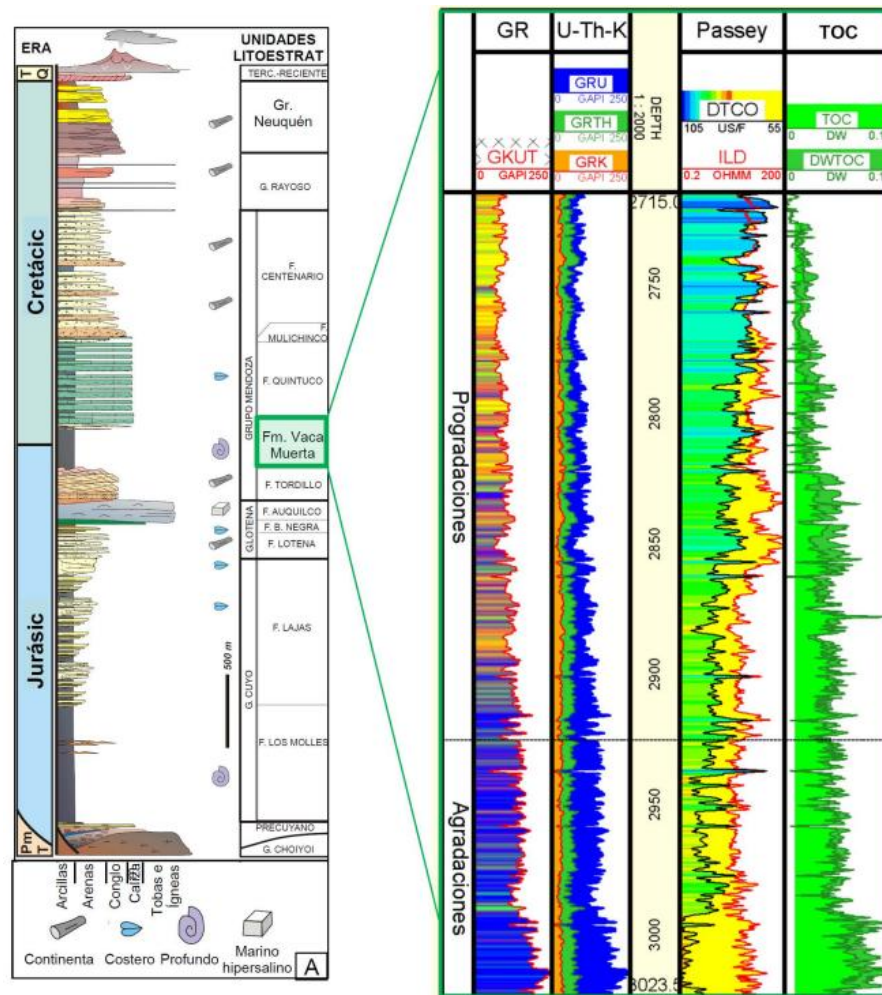


Figura 6. Columna estratigráfica que muestra niveles de la Formación Vaca Muerta. Las primeras dos trazas muestran el GR espectral, la tercera traza muestra los resultados de Passey, y la cuarta traza muestra el TOC (Zhang et al., 2018).

2.3 Descripción de Vaca Muerta desde el punto de vista geomecánico.

El trabajo de Mineback realizado en las décadas de 1970 y 1980 en el sitio de pruebas de Nevada (Warpinski 1982) mostró que las fracturas hidráulicas son mucho más complejas de lo previsto por los modelos convencionales.

Entre los mecanismos críticos que contribuyen a la contención de la altura de las fracturas se encuentran los contrastes de estrés in situ y las propiedades de los materiales. Estos mecanismos están relacionados con la naturaleza de las sucesiones de los diferentes estratos de rocas sedimentarias intercaladas entre sí. La resistencia de la roca se considera un factor insignificante en la propagación de la fractura porque la mayor parte del trabajo se realiza en la apertura de la fractura contra la roca y el estrés in situ.

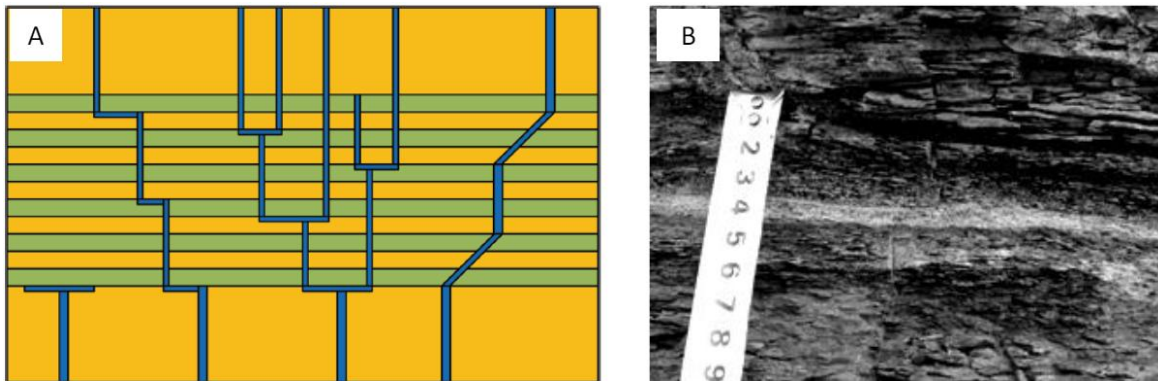


Figura 7. A) Esquema del comportamiento de fracturas en una secuencia estratificada. B) Ejemplo de un afloramiento de Vaca Muerta mostrando desplazamiento de fractura asociado a contrastes en las propiedades mecánicas (Sagasti, Ortiz, Hryb, Foster, & Lazzari, 2014).

Existen tres mecanismos relacionados con el contraste de las propiedades de los materiales que componen a la roca, que deben estudiarse en detalle en reservorios estratificados. El primer mecanismo está relacionado con el comportamiento de la fractura cuando existe un contraste entre los módulos de Young de capas diferentes. El otro mecanismo, se relaciona con el ancho de la fractura y la resistencia al flujo. Es importante mencionar, que el ancho de la fractura va estar íntimamente relacionado con el cambio que pueda existir entre los módulos de las capas. Por último, el tercer mecanismo va a relacionar las diferencias entre la resistencia y dureza de las capas que lo componen.

Los contrastes entre los módulos de Young no sólo tienen efecto en el ancho de la fractura, sino que, a su vez interfiere con la cantidad del flujo de fluidos a través de ella. Este

efecto puede tener una importante influencia en la presión neta (Simonson 1978) y puede tener un impacto significativo en el movimiento del agente de sostén y deposición final dentro de la fractura. Para una roca con módulo alto (considerada como una roca “dura”), la presión de neta generalmente será mayor y la fractura será más estrecha, comparada con una roca “blanda” (es decir, con un módulo menor). En resumen, el efecto de los contrastes de módulos en la propagación de la fractura, va a depender de los valores de los módulos elásticos, y del patrón secuencial de los estratos depositados y su anisotropía asociada. Es por ello, que una capa dura ubicada cerca de la parte superior de una fractura tiene un efecto completamente diferente que la misma capa ubicada cerca del centro vertical de una fractura (Shlyapobersky 1998). Los contrastes de la resistencia/dureza pueden afectar la contención de la fractura a gran escala, aunque este tema sigue en vigente en discusión.

Las propiedades de la interfaz entre capas también juegan un rol protagónico en los reservorios sobrepresurizados. Las interfaces débiles tienen el potencial de detener completamente el crecimiento de la fractura vertical, iniciar fracturas secundarias o causar desplazamientos o desviaciones en la fractura. Tales desviaciones pueden generar un decrecimiento en el ancho de la fractura y provocar puentes por parte del agente de sostén.

Lo último a tener en cuenta, es la posición relativa entre los punzados y las heterogeneidades. Si el drenaje horizontal se encuentra en un intervalo altamente heterogéneo, el riesgo de desconectar una gran parte de la fractura hidráulica del pozo aumenta. Como consecuencia de esto, la capa de navegación durante la perforación debe seleccionarse cuidadosamente. En un pozo vertical, el riesgo de desconexión se minimiza al tener varios intervalos de punzados ubicados en diferentes capas. En este caso, el enfoque debe centrarse en la selección de los punzados (Figura 8).

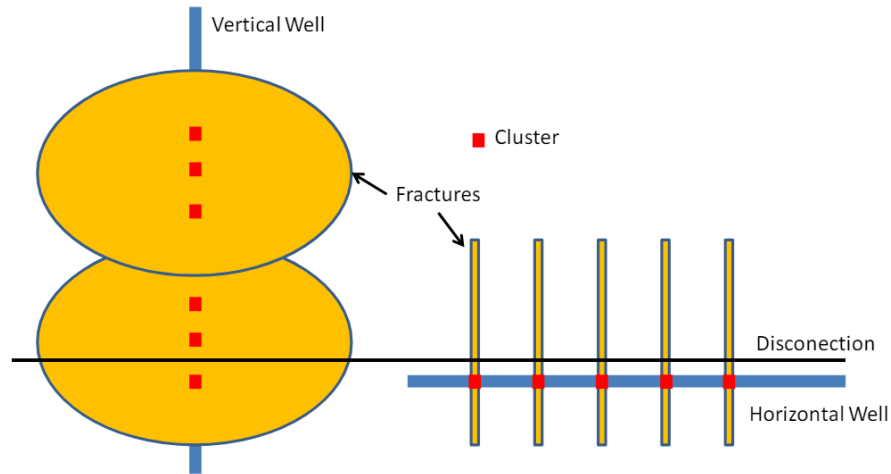


Figura 8. Esquema que muestra la posición relativa entre disparos y heterogeneidades en pozos verticales y horizontales (Sagasti, Ortiz, Hryb, Foster, & Lazzari, 2014).

Caracterizar y comprender la heterogeneidad en diferentes escalas e incorporarlas en modelos geomecánicos, se traducirá en una predicción más precisa del comportamiento de la fractura hidráulica, lo que impactará en la estrategia de desarrollo del campo.

CAPÍTULO III: PROPIEDADES GEOMECÁNICAS

3.1 Introducción a las Propiedades Geomecánicas

En el desarrollo de pozos en reservorios no convencionales, como los de tipo shale, las propiedades geomecánicas de la roca son fundamentales. Estas propiedades determinan cómo se comportará la roca bajo el efecto de los esfuerzos inducidos por la perforación y la fractura hidráulica, ayudando a establecer estrategias que permitan maximizar la producción de hidrocarburos y, a la vez, minimizar riesgos de inestabilidad del pozo (Economides y Nolte, 2000). Las propiedades geomecánicas no solo influyen en la selección de las zonas más aptas para la fractura, sino que también orientan el diseño de las etapas de estimulación en pozos horizontales, optimizando el contacto con el reservorio en formaciones de baja permeabilidad. La caracterización, incluye la evaluación de esfuerzos in-situ, presión de cierre, y las propiedades geomecánicas de la roca, que en conjunto permiten un diseño más eficiente de la estimulación del pozo.

En la operación de realizar una fractura hidráulica en shale, se es común optar por el uso de pozos horizontales con múltiples etapas de estimulación, donde cada etapa requiere una caracterización precisa de las propiedades mecánicas y los esfuerzos naturales del reservorio (Rassenfoss, 2011).

La caracterización geomecánica en yacimientos de shale también tiene como objetivo determinar la anisotropía de esfuerzos, es decir, la variación de los esfuerzos en diferentes direcciones dentro de la roca. En reservorios de baja permeabilidad, la anisotropía de estos esfuerzos, puede afectar la forma y extensión de las fracturas, lo cual es crítico para la efectividad de la estimulación total. De acuerdo con Mayerhofer et al. (2010), comprender la distribución de esfuerzos y la anisotropía en la formación permite planificar de forma más precisa el desarrollo y la propagación de fracturas, maximizando así la producción.

3.2 Caracterización de los esfuerzos in-situ

La caracterización de los esfuerzos in-situ es un aspecto fundamental en la geomecánica de reservorios, ya que define las condiciones de presión y tensión bajo las cuales opera el pozo. Dichos esfuerzos se clasifican en tres componentes ortogonales: el esfuerzo vertical (S_v), el esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}), y el esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}) (Aadnoy y Looyeh, 2011). Cada uno de ellos, tiene un papel específico en el comportamiento de la roca, y su balance es esencial para prevenir problemas de estabilidad y optimizar la propagación de fracturas.

➤ Esfuerzo Vertical (S_v)

El esfuerzo vertical (S_v), es el resultado del peso de la columna litoestática que se encuentran sobre el punto de interés y aumenta con la profundidad. Este esfuerzo actúa perpendicularmente al estrato y es uno de los principales factores a considerar en la planificación de pozos horizontales. La magnitud de S_v se puede calcular directamente en función de la densidad de las capas y su profundidad (Detournay y Cheng, 1988). La presión de cierre de la fractura en pozos profundos puede verse afectada por S_v , especialmente en formaciones rígidas que presentan una anisotropía de esfuerzo significativa.

➤ Esfuerzo Horizontal Mínimo (S_{hmin})

En formaciones tipo shale, el σ_{hmin} es especialmente importante porque su magnitud define la presión mínima necesaria para inducir la apertura de una fractura. Generalmente, se mide a través de pruebas de integridad de pozo y DFIT, que consisten en pruebas de inyección a presiones controladas para evaluar la respuesta de la roca (SPE, 2016). En reservorios no convencionales, el valor del σ_{hmin} es normalmente menor que σ_{v} , lo que permite que las fracturas se extiendan y crezcan en altura, lo cual es deseable en pozos en su rama horizontal.

Esfuerzo Horizontal Máximo (σ_{Hmax})

El esfuerzo horizontal máximo (σ_{Hmax}) es el esfuerzo mayor en el plano horizontal y, junto con σ_{hmin} , determina la orientación de las fracturas. En formaciones donde σ_{Hmax} es significativamente mayor que σ_{hmin} , se aprovecha la dirección del σ_{Hmax} para realizar la perforación de la rama horizontal del pozo y generando fracturas perpendiculares en todo el largo del mismo o de la rama. La caracterización de σ_{Hmax} se logra analizando los breakout de las imágenes de pozo y es clave para maximizar el contacto del pozo con el reservorio.

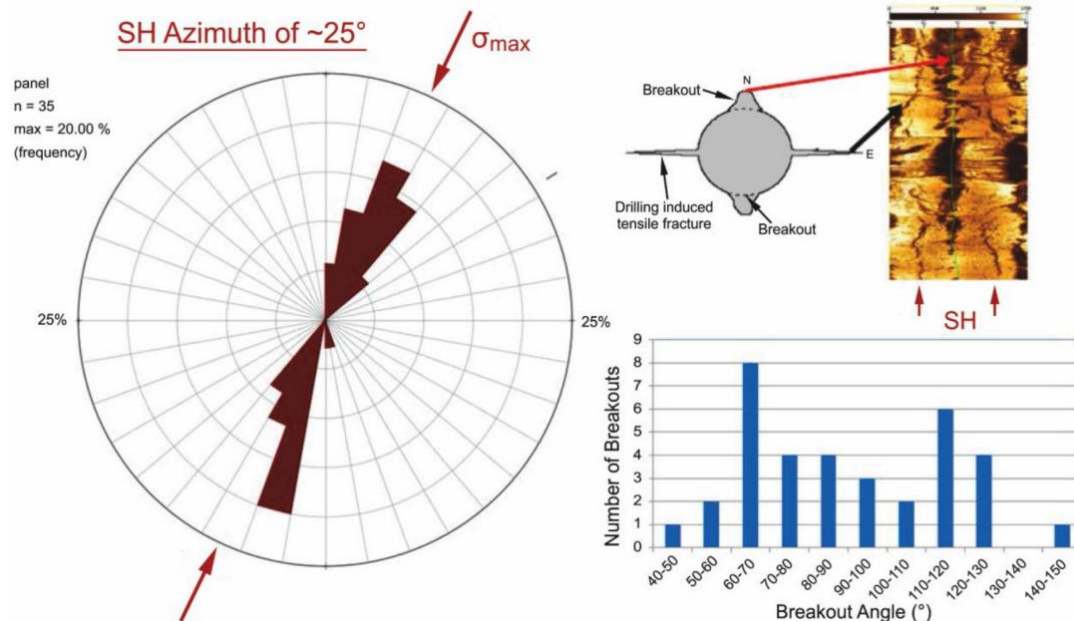


Figura 9. Ejemplo de un modelo geomecánico que define el σ_{Hmax} para el modelado de una fractura hidráulica (Abdelaziz, S., Leem, J., & Praptono, A. S., et al. (2016). An integrated workflow to the success of complex tight-gas reservoirs development north of India: Case study (IADC/SPE-180586-MS).

3.2.1 Representación del Cubo de Esfuerzos

Para comprender mejor cómo los esfuerzos in-situ afectan la roca en el reservorio, se utiliza un modelo conocido como "cubo de esfuerzos", que representa los tres esfuerzos principales actuando en un volumen de roca en el subsuelo, conceptualizado como un cubo. Cada cara tiene un esfuerzo aplicado perpendicular a ella: el esfuerzo vertical (S_v), el esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}) y el esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}). Esta representación tridimensional, permite visualizar cómo estos esfuerzos interactúan entre sí y afectan la estabilidad de la formación en los planos horizontal y vertical (Aadnoy y Looyeh, 2011).

La orientación y magnitud de estos esfuerzos determinan la dirección y extensión de las fracturas inducidas durante la estimulación hidráulica. En formaciones de tipo shale, donde la anisotropía de los esfuerzos es materia común, el cubo de esfuerzos se convierte en una herramienta clave para analizar y predecir la dirección de propagación de las fracturas (Detournay y Cheng, 1988). El esfuerzo horizontal máximo define la dirección preferencial de las fracturas, mientras que el esfuerzo vertical suele ser el esfuerzo dominante en yacimientos profundos, actuando como sobrecarga.

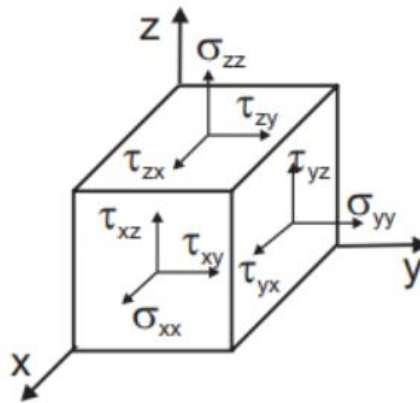


Figura 10. Cubo diferencial con componentes de esfuerzo en las direcciones x, y, z. (Adaptado de Determinación de esfuerzos IN-SITU y presión de fractura mediante la técnica de inversión (p. 41), por D. Ortiz Trejo, Instituto Politécnico Nacional, 2019).

3.3 Propiedades Mecánicas de la Roca

Las propiedades mecánicas de la roca juegan un papel fundamental en la evaluación de la estimulación de un reservorio y en el diseño de fracturas hidráulicas. Estas propiedades determinan cómo se deforma y fractura la roca bajo la influencia de los esfuerzos aplicados,

permitiendo seleccionar los intervalos de espesor del reservorio más favorables para la estimulación. En reservorios tipo shale, las propiedades mecánicas clave incluyen el módulo de Young y el coeficiente de Poisson. Dichas propiedades ayudan a identificar la resistencia de la roca, y en conjunto con el modelo geomecánico, optimizan la propagación de fracturas en la rama horizontal del pozo (Detournay y Cheng, 1988).

➤ **Módulo de Young (MY)**

El módulo de Young (MY) mide la rigidez de la roca, describiendo la relación entre la tensión aplicada y la deformación resultante. Este módulo es fundamental para evaluar la respuesta de la roca ante los esfuerzos inducidos, ya que, valores altos de MY suelen indicar una mayor rigidez y, por tanto, una tendencia de la roca a fracturarse de manera más frágil. En formaciones shale, un módulo de Young elevado es indicativo de zonas quebradizas, ideales para la estimulación hidráulica (Aadnoy y Looyeh, 2011).

La rigidez del reservorio también influye en la eficiencia de las fracturas hidráulicas. Como indican Warpinski y Teufel (1989), en formaciones con un módulo de Young alto, las fracturas tienden a abrirse de manera más pronunciada y a extenderse longitudinalmente, maximizando el área de contacto entre la fractura y el reservorio. Esto es particularmente ventajoso en el desarrollo de pozos horizontales con múltiples etapas de fracturas, donde es crucial generar fracturas de gran extensión y aporte del reservorio.

➤ **Coefficiente de Poisson (ν)**

El coeficiente de Poisson (ν) describe la relación entre la deformación en dirección del esfuerzo aplicado y la deformación perpendicular. Este coeficiente permite evaluar la ductilidad de la roca, ya que, valores bajos de ν indican una mayor fragilidad, lo cual es deseable para realizar una fractura hidráulica en reservorios del tipo shale, dado que, promueve una respuesta frágil ante los esfuerzos aplicados (Economides y Nolte, 2000). En general, en zonas con coeficiente de Poisson bajo, la roca tiende a fracturarse en lugar de deformarse plásticamente, optimizando la estimulación y mejorando la conectividad de las fracturas (SPE, 2016).

3.4 Aplicación en la Rama Horizontal y múltiples etapas de fractura

En un pozo horizontal, el análisis de las propiedades mecánicas permite identificar los mejores espesores para estimular y diseñar las etapas de estimulación, de manera que se maximice el contacto con el reservorio. En formaciones donde el módulo de Young y el coeficiente de Poisson tienen un valor elevado, las fracturas tienden a desarrollarse de forma extensa y conectada, optimizando la extracción de hidrocarburos en cada etapa. Según Mayerhofer et al. (2010), el diseño de fracturas en multietapas de pozos horizontales, depende en gran medida de la capacidad de la roca para fracturarse en intervalos específicos, maximizando el rendimiento y minimizando los costos operativos.

3.5 Anisotropía del esfuerzo y su impacto en la propagación de fracturas

La anisotropía de esfuerzo describe la variación de los esfuerzos en diferentes direcciones dentro de la formación. En reservorios no convencionales, la anisotropía es una característica común debido a la estratificación natural y las heterogeneidades de la roca, que causan diferencias significativas entre el esfuerzo horizontal máximo (SH_{max}), el esfuerzo horizontal mínimo (Sh_{min}), y el esfuerzo vertical (S_v) (Warpinski y Teufel, 1989). Esta variación en esfuerzos es fundamental para el desarrollo de fracturas, ya que determina la dirección y extensión de las mismas.

En un pozo horizontal, la anisotropía de los esfuerzos, es un estudio necesario para conocer y orientar el desarrollo de las fracturas. Debido a que es más sencillo poder vencer el esfuerzo horizontal mínimo, las fracturas se abren en la dirección del esfuerzo horizontal máximo. Según Mayerhofer et al. (2010), la anisotropía en formaciones shale ayuda a concentrar la fractura en planos horizontales, minimizando la propagación vertical. Este fenómeno es aprovechado en las fracturas múltiples, donde cada etapa se planifica para fracturar zonas de alta anisotropía, maximizando el contacto con la roca generadora y mejorando la eficiencia de la extracción de hidrocarburos.

3.6 Modelado de la anisotropía en el diseño de fracturas

El modelo geomecánico integrado en el diseño de fracturas considera la anisotropía de esfuerzo para definir la presión de bombeo, la dirección de la fractura y el tamaño del tratamiento. Las simulaciones geomecánicas ayudan a estimar cómo va a ser el crecimiento y

desarrollo de las fracturas, evaluando cómo interactúan con el campo de esfuerzos y ajustando el diseño para evitar la propagación hacia áreas no deseadas (Economides y Nolte, 2000).

Según un estudio del SPE (2016), la combinación de anisotropía de esfuerzo, con el análisis de propiedades de la roca, permite desarrollar modelos predictivos para identificar zonas de fractura óptimas, ajustando la longitud, altura y el ancho de las fracturas según los objetivos del proyecto y las características geomecánicas del reservorio.

CAPÍTULO IV: FRACTURA HIDRÁULICA

4.1 Reseña histórica de la fractura hidráulica

Las primeras operaciones asociadas a fracturas hidráulicas ocurrieron durante los últimos años de la década de 1940. Los primeros tratamientos experimentales se realizaron en 1947 en cuatro áreas carbonáticas ubicadas en Kansas, Estados Unidos. Estas zonas habían tenido tratamientos previos con ácidos, pero sin la utilización de agente de sostén. Estos tratamientos no generaron aumentos en la producción de los pozos, por lo que, se creyó que las estimulaciones hidráulicas no tenían beneficios técnico-económicos. Sin embargo, un tratamiento posterior en una capa de areniscas con arena utilizada como agente de sostén y geles, fue altamente exitoso en un campo de Texas.

Las primeras aplicaciones de las fracturas hidráulicas, se centraron principalmente en tratamientos pequeños que remediaban el daño causado por fluidos de perforación en formaciones que presentaban permeabilidades en el rango de milidarcys. Este tipo de estimulación con agente de sostén, ofrecía una ventaja inherente sobre el tratamiento matricial para la eliminación de daños, ya que una fractura abría toda la sección dañada mejorando arduamente la conductividad de la zona tratada, superando así, las limitaciones de los tratamientos matriciales de la época.

A finales de la década de 1970 y principios de la de 1980, el aumento de los precios del gas natural y la escasez de gas en Estados Unidos, impulsaron el desarrollo de reservas de Tight gas y como consecuencia, un aumento masivo de los tratamientos de fracturas hidráulicas. Este periodo fue caracterizado por un fuertes investigaciones y pruebas que provocó mejoras

sustanciales en la técnica de estimulación hidráulica, que establecieron las bases del diseño evaluación de fracturas que se utilizan en la actualidad.

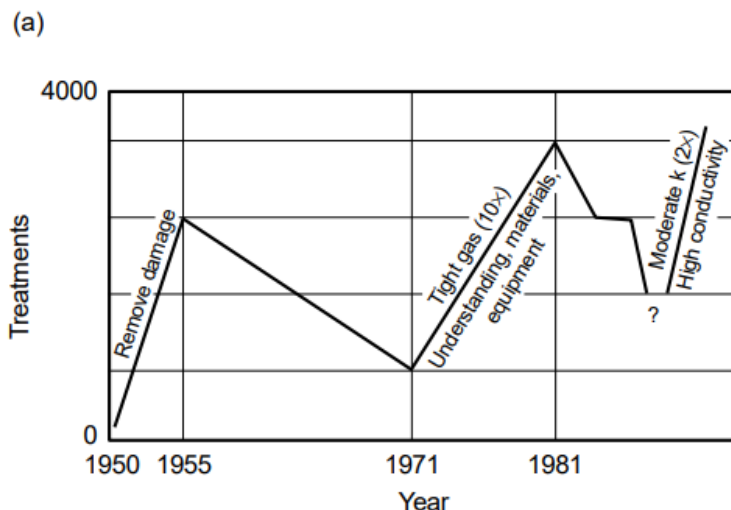


Figura 11. Tendencia de las aplicaciones de las fracturas en el tiempo (K. G. Nolte, M. B. Smith).

La historia de la fractura hidráulica está marcada por períodos de innovación técnica y adaptación a las condiciones económicas de cada región. Desde sus inicios con tratamientos experimentales hasta las sofisticadas técnicas de manejo de reservorios actuales, la fractura hidráulica ha evolucionado para convertirse en una herramienta esencial en la explotación de recursos petroleros y de gas. La continua evolución y adaptación de estas técnicas seguirán siendo cruciales para enfrentar los desafíos futuros en la industria energética.

4.2 Agente de sostén

El agente de sostén, también conocido habitualmente como proppant o arena de fractura, es uno de los elementos más importantes involucrados durante la etapa de estimulación hidráulica. Este material es bombeado a alta presión junto con el fluido de fractura. Cuando la presión del fluido crea las microfracturas en la roca, el agente de sostén se introduce dentro de ellas, sirviendo como material apuntalante, evitando el cierre de las mismas y permitiendo el flujo de hidrocarburos hacia el pozo (Economides & Nolte, 2000).

El proppant, juega un rol protagónico tanto en reservorios convencionales, como en reservorios no convencionales, debido a que, aumenta la conductividad del sistema pozo-reservorio, mejorando significativamente la productividad y desarrollo de los hidrocarburos. La

selección del agente de sostén adecuado depende de varios factores, incluyendo las propiedades de la formación, la presión de cierre y los costos asociados (King, 2012).

La conductividad es esencial para el flujo eficiente de petróleo y gas desde la formación hasta el pozo. Sin el uso de agentes de sostén, las fracturas tienden a cerrarse debido a la presión de cierre de la formación, reduciendo o eliminando el flujo de hidrocarburos (Montgomery, 2013). La importancia de la arena, también radica en su capacidad para soportar las condiciones extremas encontradas en formaciones profundas y de alta presión. Los materiales utilizados como agentes de sostén deben ser capaces de resistir la compresión y la corrosión, así como mantener la integridad de la capa a estimular. Esto garantiza que las fracturas permanezcan abiertas y conductivas durante la vida útil del pozo (Nolte, 1986).

4.2.1 Agente de sostén en reservorios convencionales y no convencionales

En el caso de reservorios convencionales, el agente de sostén, es utilizado principalmente para mejorar las condiciones de conductividad que ha sido disminuida debido a alguna obstrucción en el pozo o por algún tipo de daño alrededor del pozo. Las fracturas hidráulicas pueden ayudar a sortear estos inconvenientes, permitiendo un flujo más eficiente de los hidrocarburos (Smith & Montgomery, 2015).

Si bien la selección del material depende de las características específicas de la formación y las condiciones operativas, los materiales más utilizados en este tipo de reservorios incluyen arena de sílice, bauxita y materiales cerámicos. La arena de sílice, por ejemplo, es ampliamente utilizada debido a su disponibilidad y bajo costo, aunque en formaciones de alta presión se pueden requerir agentes de sostén más resistentes, como la bauxita y materiales cerámicos (Economides & Nolte, 2000).

En cambio, la razón principal por la cual los agentes de sostén son utilizados en reservorios no convencionales, como los shale y tight, es completamente diferente, debido a la baja permeabilidad y la heterogeneidad de estas formaciones. En estos reservorios, la etapa de fractura es esencial para crear vías de flujo que permitan la producción de hidrocarburos. Los agentes de sostén no solo deben mantener abiertas las fracturas, sino también asegurar una alta conductividad en condiciones de alta presión y estrés (King, 2012).

En los reservorios shale, como el caso de la formación Vaca Muerta en Argentina, en un principio se utilizaba proppant sumamente avanzado, capaz de soportar altas presiones de cierre y proporcionar una alta conductividad. Además, los tratamientos de estimulación en estos reservorios suelen involucrar grandes volúmenes de proppants y fluidos de fractura para crear una red extensa de microfracturas en la matriz de la roca (Suárez et al., 2013).

4.2.2 Propiedades del agente de sostén

En las operaciones de fractura, la elección de tipo de agente de sostén, es crucial para garantizar la eficiencia del tratamiento y asegurar la vida útil de las fracturas creadas. El cumplimiento de los estándares de la API garantiza que los agentes de sostén utilizados sean capaces de mantener abiertas las fracturas, optimizando así la producción de hidrocarburos y asegurando la viabilidad a largo plazo de los pozos. A continuación, se describen las propiedades más importantes a tener en cuenta.

➤ Tamaño de Tamiz

La distribución del tamaño de las partículas es un factor crucial, ya que influye directamente en la forma en que el agente de sostén se deposita y distribuye dentro de la fractura, lo que a su vez tiene un impacto significativo en la conductividad de la misma. El empaquetamiento óptimo es vital para garantizar un flujo eficiente de los hidrocarburos a través de la fractura y reducir al máximo la pérdida de carga en esa zona. Por esta razón, el tamaño de las partículas constituye uno de los parámetros fundamentales en las pruebas de control de calidad del agente de sostén.

De acuerdo con la norma ISO 2006, al menos el 90% de la muestra de agente de sostén debe ser capaz de atravesar la malla más gruesa designada (también llamada primer tamiz primario) y quedar retenida en la malla más fina designada (segundo tamiz primario). Además, se establece que no más del 0.1% del total de las partículas evaluadas debe ser más grande que la apertura del primer tamiz del conjunto de tamices, y no más del 1.0% de las partículas probadas debe ser más pequeña que la apertura del último tamiz designado. Para el caso de Vaca Muerta, los tamaños utilizados más habituales en la actualidad son 40/70, 30/50, 30/70 y 100.

Este control riguroso del tamaño de las partículas es esencial para asegurar que el agente de sostén cumpla con los requisitos necesarios para mantener una fractura productiva y eficiente.

➤ Esfericidad y Redondez

La esfericidad y la redondez son propiedades que influyen en la capacidad de carga del fluido de fractura y el empaquetamiento de los granos. La esfericidad es un concepto que compara qué tanto se asemeja el grano de agente a una esfera perfecta, mientras que la redondez, mide la suavidad de los vértices de los granos. Ambas propiedades, aseguran una distribución uniforme de la presión y minimizan la probabilidad de que las partículas se rompan o se desplacen.

Según los estándares API, para arenas naturales tanto la esfericidad como la redondez deben ser al menos de 0.6, mientras que, para arenas resinadas, estos valores aumentan a 0.7 (Halliburton, 2005).

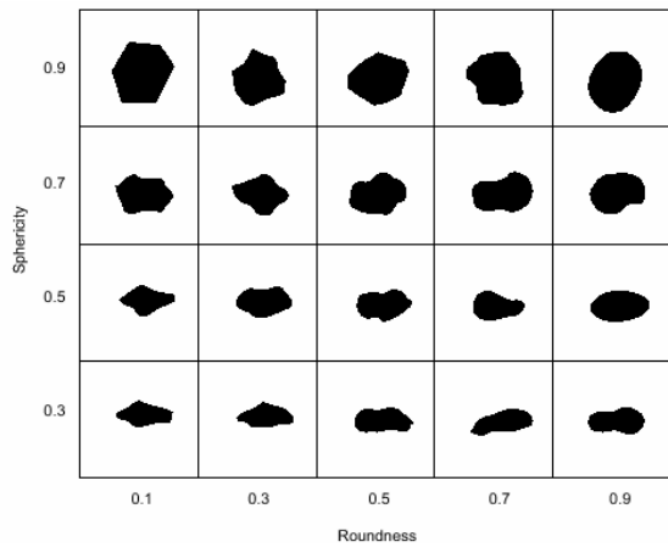


Figura 12. Gráfico para estimaciones visuales de redondez (eje de abscisas) y esfericidad (ordenada). (Halliburton, 2005).

➤ Gravedad Específica

La gravedad específica es la medida de la densidad absoluta de las partículas del agente de sostén en relación con la del agua. El valor de esta propiedad, es fundamental para poder determinar la capacidad con la que el agente de sostén puede ser transportado dentro del fluido

de fractura y para predecir su comportamiento dentro de la fractura. El límite máximo recomendado por la API para la gravedad específica de la arena es de 2.65 (Halliburton, 2005).

➤ **Densidad del Grano**

La densidad del grano, se refiere al volumen ocupado por una masa dada de agente de sostén. Este valor puede ser expresado habitualmente en libras por pie cúbico (lb/ft³) o gramos por centímetro cúbico (g/cm³). La densidad del grano, afecta directamente la cantidad de material necesario para llenar un volumen específico de la fractura, lo que a su vez influye en el costo y la logística del tratamiento de la fractura.

➤ **Solubilidad Ácida y Turbidez**

La solubilidad en ácido es un factor clave para determinar si el agente de sostén es apropiado para ser utilizado en situaciones donde estará expuesto a condiciones ácidas. La presencia de impurezas solubles en ácido, tales como carbonatos, feldespatos o compuestos como los óxidos de hierro, puede comprometer la integridad del agente de sostén en un entorno ácido, debilitándolo y disminuyendo la permeabilidad del empaque que forma. Este parámetro se evalúa midiendo la cantidad de masa que se disuelve en una solución de ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico en una proporción de 12:3 (HCl-HF).

De acuerdo con la norma ISO 2006, para que un agente de sostén sea considerado adecuado, los valores de solubilidad deben ser inferiores al 2% en partículas de malla entre 6/12 y 30/50, y menores al 3% en las partículas de malla entre 40/70 y 70/140.

Por otro lado, la turbidez es una medida de la cantidad de partículas finas suspendidas en el agente de sostén, las cuales deben ser mínimas para garantizar un mejor desempeño. Este parámetro se mide utilizando un espectrofotómetro, y los valores requeridos según la norma ISO 2006 no deben superar las 250 unidades de turbidez de formazina (FTU) (Halliburton, 2005).

➤ **Resistencia a la compresión**

La resistencia a la compresión de un agente de sostén, refleja la capacidad para soportar cargas a las condiciones extremas que se presentan en el fondo de pozo. Este ensayo tiene como objetivo evaluar la carga máxima que el agente de sostén puede soportar antes de romperse y generar finos, lo cual es fundamental para mantener la integridad de la fractura y asegurar una

adecuada conductividad. Este parámetro es uno de los criterios más importantes en la selección de agentes de sostén, ya que afecta directamente el rendimiento del pozo.

De acuerdo con la norma ISO 2006, los finos generados durante la prueba no deben exceder el 10% del total, sin importar el tamaño de la arena. Para los agentes de sostén no naturales (como cerámicos), el rango de presión recomendado para las pruebas está entre 5000 a 15000 psi. En el caso de arenas naturales, el rango de presión adecuado varía entre 2000 y 5000 psi.

En el contexto de las formaciones no convencionales de Argentina, como las presentes en la formación Vaca Muerta, los esfuerzos de cierre típicos están dentro de un rango de 4000 a 5000 psi. La Tabla 1 presenta los resultados de un ensayo de resistencia al aplastamiento realizado en muestras de arena utilizadas en Vaca Muerta, siguiendo los lineamientos de la norma ISO 2006. Las pruebas se realizaron a presiones de 4000 y 5000 psi, y a dos concentraciones de agente de sostén: 1 lb/ft² y 4 lb/ft², para simular condiciones de fondo de pozo más realistas.

Muestra	40/70		30/50 and 30/70*		20/40	
	4 lb/ft ²	1 lb/ft ²	4 lb/ft ²	1 lb/ft ²	4 lb/ft ²	1 lb/ft ²
GS	6K – (4.67%)	6K – (6.87%)	6K – (7.07%)	6K – (8.84%)	5K – (8.96%)	5K – (9.97%)
LS-1	4K – (6.81%)	4K – (7.11%)	4K – (9.15%)	4K – (9.78%)		
LS-2	5K – (9.86%)	5K – (9.20%)	5K – (9.06%)	4K – (9.11%)	4K – (8.20%)	4K – (9.83%)
LS-3	5K – (6.38%)	5K – (7.15%)	4K – (9.30%)	4K – (9.93%)	3K – (7.02%)	3K – (9.68%)
LS-4			4K – (9.95%)	4K – (9.48%)	3K – (3.20%)	3K – (6.90%)
LS-5	5K – (7.89%)	4K – (8.70%)	5K* (8.89%)	4K* (6.37%)		
LS-6	4K – (6.53%)	3K – (9.10%)				

Tabla 1. Comparación de los datos de resistencia al aplastamiento de diferentes muestras de arena local utilizados en Vaca Muerta, con presiones entre 4000 a 5000 psi y con concentraciones de 4 lb/ft² y 1 lb/ft² (condición más realista para reservorios no convencionales) (Bonapace, 2016).

4.3 Tipos de fluidos de fractura

4.3.1 Geles XI

Los geles crosslinkeados, también conocidos como geles xl, son fluidos de fractura que han sido ampliamente utilizados en la estimulación de pozos, especialmente en formaciones de alta profundidad y alta temperatura. Su principal característica recae en su estructura molecular, ya que se trata de largas cadenas reticuladas que le confiere una viscosidad excepcionalmente alta, que les permite transportar grandes cantidades de agente de sostén hacia las fracturas,

facilitando su viaje hacia el interior de la fractura previamente generada, hasta su deposición final.

Los geles crosslinkeados están formulados a partir de polímeros que son comúnmente conocidos como una base de goma guar o derivados, que combinados con agentes reticulantes (crosslinkers) como el boro, zirconio, que enlazan las moléculas del polímero y generan una estructura de red tridimensional que aumenta considerablemente la viscosidad del gel, permitiendo su aplicación en fracturas de gran longitud y en pozos profundos.

Una vez que el agente de sostén es colocado dentro de la fractura, el fluido debe retornar a la superficie sin el proppant, por lo que se utilizan productos químicos que permiten romper las cadenas enlazadas y reducir la viscosidad del gel una vez completada la fractura, facilitando el viaje a superficie del gel roto, para que posteriormente con la fractura completada, comience a drenar hidrocarburos de la roca hacia el pozo.

Ventajas Principales:

- ✓ Alto poder de transporte: La alta viscosidad permite que el gel lleve grandes cantidades de *proppant* a distancias largas sin que este se asiente prematuramente (Barati & Liang, 2014).
- ✓ Estabilidad en altas temperaturas: Los geles XL son estables en condiciones de alta temperatura, lo que los hace ideales para reservorios profundos (Economides & Nolte, 2000).
- ✓ Fracturas largas y de gran apertura: Este tipo de gel es adecuado para generar fracturas de mayor longitud y mantenerlas abiertas de manera más efectiva, aumentando la conductividad de la fractura y, por tanto, la productividad del pozo.

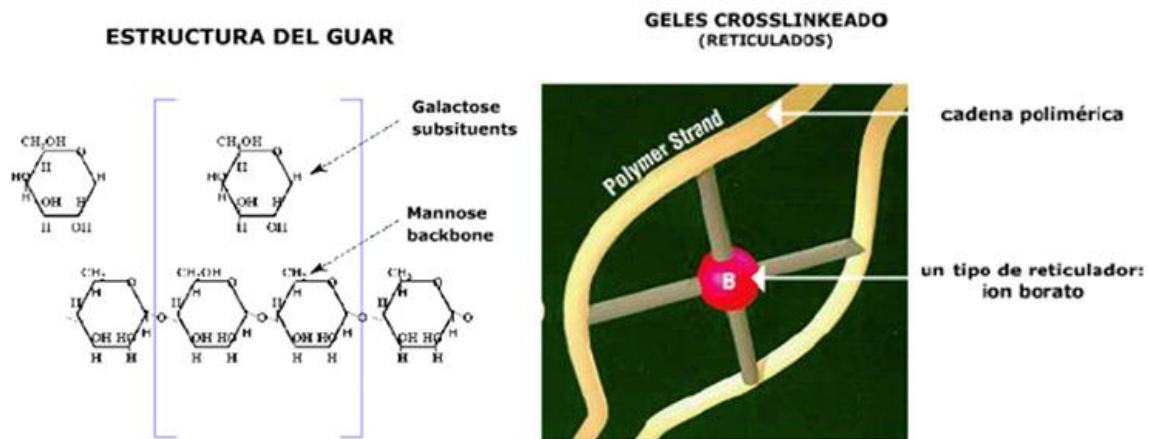


Figura 13. A la izquierda un ejemplo de una cadena polimérica de goma guar y a la derecha, su reticulación con un agente reticulante. (Adaptado de "¿Qué tipo de fluidos de fractura y por qué?", por Petrotecnia, 2017 <https://www.petrotecnia.com.ar/nota-3.html>).

Los geles XL son especialmente eficaces en operaciones de estimulación hidráulica en formaciones tipo shale y tight gas, donde las características del reservorio requieren un fluido que pueda crear y mantener fracturas de gran longitud. Sin embargo, si bien los geles XL ofrecen numerosas ventajas, también presentan algunas limitaciones que han impulsado la evolución hacia fluidos de fractura más avanzados, como los VFRs.

Al tener una estructura tan viscosa, los geles XL requieren ruptores que rompan las cadenas previamente unidas, para reducir su viscosidad después de las fracturas. Estos agentes ayudan a que el gel fluya de regreso al pozo, pero pueden dejar residuos en la formación, afectando el flujo de hidrocarburos. A veces, estos residuos de los agentes quedan atrapados en la formación, lo que puede disminuir la permeabilidad de la fractura y afectar la productividad del pozo (Economides & Nolte, 2000). Además, el uso de geles XL y sus componentes (reticulantes y ruptores) suele ser más costoso que otros fluidos de fractura, lo que puede impactar la viabilidad económica en formaciones donde no se necesita alta viscosidad.

4.3.1 Fluidos VFRs

Los Viscosity Friction Reducers (VFRs) representan una innovación en los fluidos de fractura, desarrollados para mejorar la eficiencia en la estimulación de pozos, especialmente en formaciones no convencionales. Desde su aplicación, han reemplazado en gran medida a los geles convencionales, permitiendo una operación más rápida, económica y limpia.

Los VFRs surgieron como respuesta a la necesidad de contar con un fluido de fractura que, además de permitir reducir las pérdidas por fricción en las tuberías, pudiera transportar eficientemente agentes de sostén hacia la formación, sin los problemas asociados con los residuos de los geles reticulados. Con la evolución hacia los VFRs, se lograron beneficios operativos y económicos significativos, especialmente en formaciones tipo shale (Layús, 2023).

Características y Composición de los VFRs

Los VFRs son fluidos basados en poliacrilamidas modificadas que ofrecen propiedades viscoelásticas que mejoran el transporte de agentes de sostén en las fracturas. A bajas concentraciones, los VFRs funcionan como reductores de fricción de baja viscosidad (LVFRs), adecuados para disminuir la fricción en las primeras etapas de fractura. Sin embargo, al incrementar la concentración de poliacrilamidas, el HVFR también aumenta su viscosidad, permitiendo transportar agentes de sostén de manera efectiva, incluso en fracturas de gran longitud (Martínez, 2022). Su composición típica se basa en:

- ❖ Base polimérica (poliacrilamida) que otorga propiedades de viscosidad, elasticidad y reducción de fricción.
- ❖ Agua: Puede ser fresca o tratada, dependiendo de los requerimientos de salinidad.
- ❖ Aditivos: En general, los HVFRs requieren menos aditivos que los geles reticulados, lo que simplifica su uso y minimiza el riesgo de daño a la formación.

Ventajas

- ✓ Los HVFRs permiten un ajuste en la viscosidad según la concentración de poliacrilamida, ofreciendo una reducción de fricción efectiva y una mejor capacidad de transporte de proppant sin necesidad de reticulación.
- ✓ A diferencia de los geles reticulados, los HVFRs no requieren agentes que los rompan para su retorno, lo que disminuye el riesgo de residuos en el reservorio y facilita el flujo de hidrocarburos.

- ✓ Su capacidad para reducir la fricción permite el bombeo a mayores velocidades, disminuyendo el tiempo de bombeo y reduciendo los costos operativos en comparación con los geles de guar (HVFR, 2022).

Desventajas

- Sensibilidad a la Salinidad: La viscosidad de los HVFRs disminuye en aguas con alta salinidad, lo cual limita su efectividad en pozos donde no se dispone de agua tratada o fresca.
- Limitaciones en Pozos de alta temperatura: Aunque funcionan bien en formaciones de temperatura moderada, los HVFRs pueden degradarse en condiciones térmicas extremas, reduciendo su capacidad de transporte de agentes de sostén en pozos profundos (Layús, 2023).

En la formación de Vaca Muerta, el uso de HVFRs ha optimizado significativamente las operaciones de estimulación hidráulica. Los operadores han adoptado los HVFRs como alternativa a los geles de guar, logrando una reducción del 30% en costos de operación y acelerando las etapas de fractura. Además, se ha observado que, al utilizar HVFRs, el pozo presenta una mejor productividad a largo plazo, dado que la formación queda menos afectada por residuos poliméricos (Martínez, 2022). Su uso también permite que las operaciones se adapten mejor a las condiciones locales, facilitando el uso de aguas tratadas y reduciendo los costos asociados a los fluidos de fractura.

4.4 Principales equipos de superficie involucrados durante las operaciones de fracturas

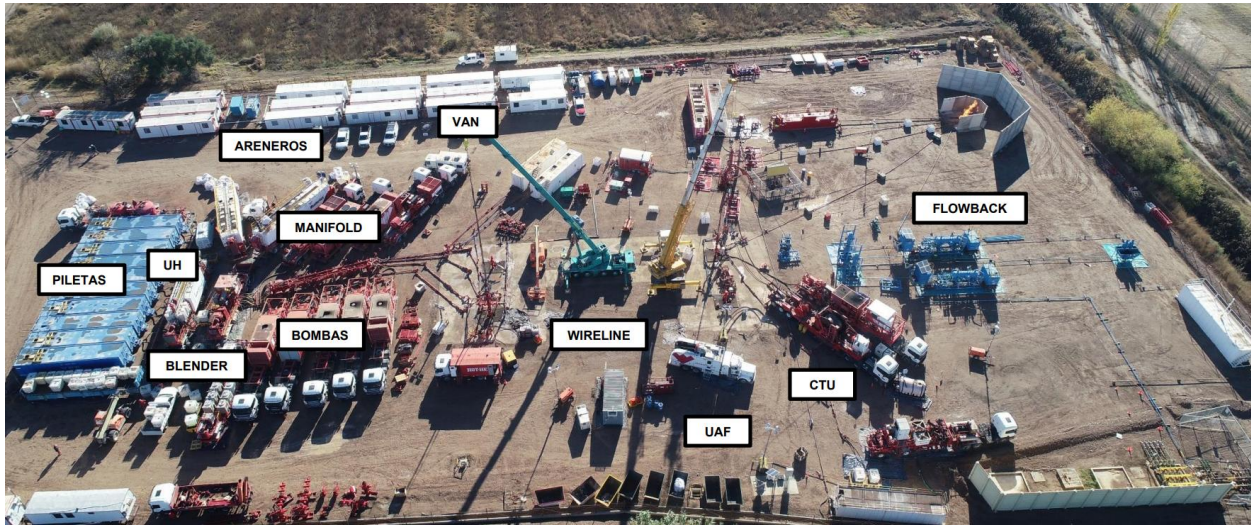


Figura 14. Esquema general en planta de una operación de fractura con los principales equipos en superficie (cortesía de Roberto Benjamín Bach).

En una operación de fractura hidráulica en pozos no convencionales, como los de Vaca Muerta, se despliegan diversos equipos en superficie para preparar, transportar y bombear los fluidos y agentes de sostén necesarios para estimular el reservorio. A continuación, se describen los equipos principales y sus características:

- ❖ **Piletas de Agua.** Dependiendo de la magnitud de la operación y el tipo de reservorio, la cantidad de agua durante la operación puede variar, haciendo que se utilicen piletas del tipo tanque australiano, que pueden contener hasta 5,000 m³ de agua, ideales para operaciones de múltiples etapas o camiones cisternas, con capacidad de 75 m³, usados en fracturas más pequeñas o como soporte.
- ❖ **Unidades de Hidratación**
Estas unidades se utilizan con el objetivo de mezclar agua con polímeros para crear el gel base. Si bien hoy no es utilizada en operaciones de no convencionales, pueden encontrarse aún en algunas operaciones de pozos del tipo convencional
- ❖ **Blender (Mezcladora)**
Es el equipo donde el fluido base se combina con el agente de sostén (arena o proppant) y otros aditivos químicos. Controla la densidad del proppant en el fluido y lo alimenta a las bombas.



Figura 15. Blender o unidad mezcladora (cortesía de Roberto Benjamín Bach).

❖ **Unidades de Almacenamiento de Agente de Sostén**

El proppant, se almacena en silos o bolsones, que permiten una descarga controlada, o en camiones areneros dependiendo del tamaño de la operación.

❖ **Bombas de Alta Presión**

Estas bombas son esenciales para alcanzar las presiones requeridas del orden de los 9.000-10.000 psi. Son accionadas por motores diésel y están conectadas a colectores de alta presión que direccionan el fluido al pozo.

❖ **Unidad de Control de Datos (Data Van)**

Es la central de monitoreo de la operación. Registra en tiempo real parámetros clave como presión, caudal y densidad de agente de sostén. También permite realizar ajustes instantáneos.

❖ **Colectores y Manifolds**

Estos sistemas distribuyen el fluido bombeado desde las unidades de alta presión hacia el cabezal del pozo. Su diseño asegura un flujo continuo y evita pérdidas de presión.

❖ **Equipos de Seguridad**

Incluyen válvulas de control, BOP y sistemas de monitoreo de gases. Garantizan la seguridad de la operación y la integridad del pozo.

4.5 Presión de trabajo: equipos, seguridad y resistencia del casing

La presión de trabajo es un elemento determinante en las operaciones de estimulación hidráulica, ya que, es un factor limitante a tener en cuenta para saber cuál es la máxima presión disponible a la hora de abrir y mantener abiertas las fracturas en la formación, como también, delimitar la presión a la que pueden operar los equipos de superficie y el casing. En Argentina, y en muchas otras partes del mundo, los equipos de fractura están diseñados para soportar presiones de hasta 15.000 psi, aunque en la práctica, las limitaciones de seguridad y las especificaciones de los casing utilizados en los pozos, suelen reducir la presión operativa considerablemente (Economides & Nolte, 2000; Smith, 2018), ya que, trabajar con presiones cercanas a su límite máximo aumenta el riesgo de desgaste prematuro y fallas estructurales, lo cual comprometería la seguridad de la operación y el tiempo de vida útil de los equipos.

Para garantizar la seguridad y longevidad de los equipos, se establece un margen de presión operativa segura entre 8.500 a 10.000 psi, manteniendo la operación dentro de un rango en el que el equipo pueda desempeñarse de manera eficiente sin estar al límite de su capacidad.

Además de las limitaciones de los equipos de superficie, la resistencia del casing del pozo también es un factor crucial en la definición de la presión de trabajo. El casing es la primera barrera que mantiene la integridad del pozo y asegura que la fractura se genere en la formación objetivo sin comprometer la estabilidad del pozo. La presión máxima que puede soportar depende de diversos factores, entre los que destaca la presión interna permitida, definida por su diámetro, espesor de pared, material y grado de acero. Estos factores determinan la resistencia del casing y su capacidad para soportar las presiones durante el tratamiento de fractura (Economides & Nolte, 2000). Además, en una operación de estimulación hidráulica, el casing debe soportar tanto la presión interna del fluido como las tensiones generadas por la expansión térmica y las deformaciones que ocurren dentro del pozo.

El cemento entre el casing y la formación también es esencial para soportar las presiones de fractura. Si el cemento falla, pueden producirse migraciones que afecten el control de la fractura y permitan fugas hacia otras formaciones (Smith, 2018). Es por esto, que antes de la realizar las operaciones de fractura, es importante realizar pruebas de integridad de cementación

(como el CBL o Cement Bond Log) para asegurar que el cemento es capaz de soportar la presión de fractura sin fallas (King, 2012).

Por último, otro factor fundamental a tener en cuenta es que la presión de trabajo no debe superar el gradiente de fractura del reservorio ni la capacidad de soporte del casing. Superar la presión de fractura de la formación puede causar la propagación de fracturas fuera de la zona objetivo, lo que comprometería el control de la operación (Barati & Liang, 2014).

CAPÍTULO V: TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN EN POZOS NO CONVENCIONALES

5.1 Técnicas utilizadas en pozos no convencionales

La clave para el desarrollo de reservorios no convencionales, es maximizar el área de contacto del pozo con el reservorio. Cuanto más compacta sea la formación, el área de contacto necesario para alcanzar este objetivo, será mayor. Este es el caso de formaciones shale oil y de shale gas, en donde se opta por crear múltiples fracturas transversales a lo largo de una rama horizontal de un pozo. Sin embargo, las condiciones en el flujo de fluidos, mecánica de las rocas y la geomecánica de cada capa, van a ser factores fundamentales a analizar para poder determinar cuál es la técnica más adecuada a aplicar, y lograr así, el desarrollo más eficiente de cada pozo.

Se pueden utilizar varias técnicas para crear las fracturas transversales, cada una, con sus respectivas ventajas y desventajas. La práctica de combinar la producción de múltiples intervalos dentro de una terminación de pozo, es algo que se ha utilizado durante muchos años. Para lograr esto, varios intervalos son punzados y estimulados en una sola operación de bombeo (es decir, en una misma etapa de tratamiento). Sin embargo, también se puede optar por realizar varias de estas etapas de forma secuencial, como parte de una terminación total, siempre que se utilice algún método para aislar los intervalos previamente estimulados.

5.2 Aplicación en la rama horizontal del pozo y múltiples etapas de fracturas

La aplicación de los principios geomecánicos en la rama horizontal es esencial para maximizar la productividad y la eficiencia en reservorios no convencionales de tipo shale. A

través de la caracterización de propiedades geomecánicas y la definición precisa de esfuerzos y anisotropía en la formación, es posible diseñar un pozo horizontal con múltiples etapas de estimulación que aproveche las zonas de mayor potencial productivo (Rassenfoss, 2011). Este diseño permite crear fracturas con una longitud, altura y ancho que maximiza el área de contacto entre las fracturas y el reservorio.

Selección de Zonas Óptimas para la Rama Horizontal

La selección de la profundidad y el intervalo de perforación de la rama horizontal se basa en la combinación de esfuerzos in-situ, presión de cierre y propiedades mecánicas de la roca. En formaciones shale, donde la anisotropía varía a lo largo de la sección vertical, es crítico ubicar la rama horizontal en zonas de alta rigidez (elevado módulo de Young) y baja ductilidad (bajo coeficiente de Poisson), ya que estas características facilitan la propagación de fracturas y maximizan la producción (Aadnoy y Looyeh, 2011).

Además, se busca minimizar el contenido de arcillas, ya que estas tienden a reducir la conductividad de fracturas debido a su plasticidad. La zona seleccionada para la rama horizontal, debe presentar una combinación de bajo contenido de arcillas y alta concentración de materia orgánica, lo cual es indicativo de un alto potencial de hidrocarburos (Mayerhofer et al., 2010).

5.3 Método Plug and Perf

La técnica de Plug and Perf (PnP), es una de las más utilizadas durante la terminación de pozos horizontales entubados y cementados de reservorios no convencionales, especialmente en formaciones shale.

Este método implica aislar diferentes secciones del pozo, para luego, perforar y fracturar cada una de estas, de manera secuencial o simultánea, permitiendo crear múltiples fracturas transversales a lo largo del pozo horizontal, permitiendo así, maximizar el área de contacto con el reservorio y aumentando la productividad del pozo.

El proceso comienza con el punzado de un intervalo de roca, utilizando un conjunto de cañón más un tapón, Esto se puede hacer utilizando coiled tubing o un sistema wireline. La herramienta de detonación, se desliza y se posiciona en la primera capa que se requiere estimular

(la más cercana al extremo inferior del pozo), y una vez allí, se detona, con el fin de conectar el pozo con el reservorio.

Dependiendo del programa, se puede elegir por estimular cada sección del programa hidráulicamente, bombeando fluido de fractura y agente de sostén a alta presión, o alternativamente, estimular una vez que todas las capas hayan sido conectadas con el pozo.

Después de detonar la primera capa, se coloca un tapón justo por encima del intervalo ya conectado. Este tapón sirve para aislar la sección tratada y permite el punzado de nuevos intervalos sin interferir con los demás. El proceso se repite moviéndose hacia arriba en el pozo, colocando nuevos tapones y punzando hasta que se completa toda la longitud horizontal del diseño de fractura. Finalmente, se retira el sistema wireline o coiled tubing a la superficie.

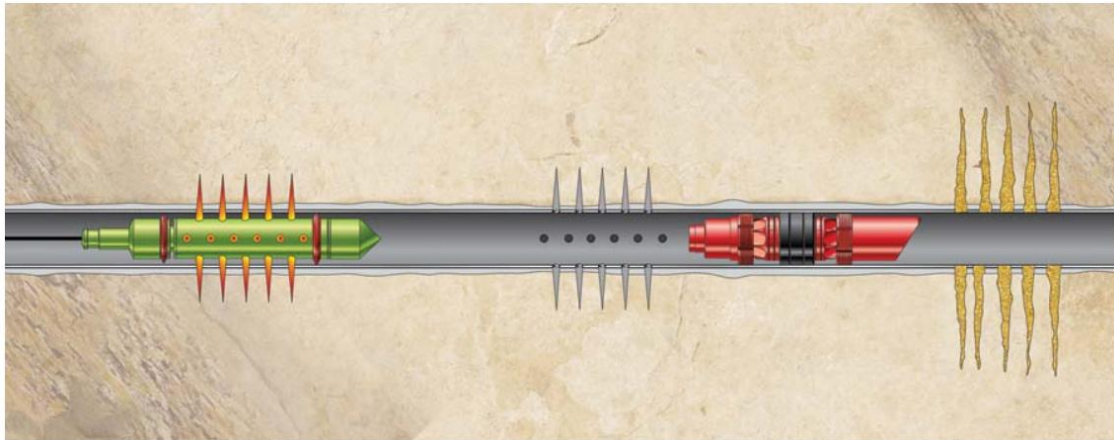


Figura 16. Operación de PnP que muestra disparos con un cañón detonador y aislamiento de etapas con tapones fijados con cable (Soliman, M. Y., Daal, J., & East, L. 2012).

Sin embargo, este tipo de tratamiento puede tener problemas aparejados que impidan alcanzar una eficiencia suficiente para la producción y desarrollo del pozo. Contingencias asociadas a una mala instalación de los tapones, disparos desviados o sin detonar, o incluso operaciones de pesca debido a cables rotos, pueden afectar drásticamente la etapa de terminación. La técnica también puede tener problemas relacionados con el agente de sostén, ya que, la zona cercana al pozo puede quedar sin apuntalar, reduciendo drásticamente la conductividad del sistema, debido al cierre por el estrés de la formación. En muchos casos, con estos tipos de técnica, la mayor parte de toda la producción proviene sólo de una parte pequeña de los intervalos estimulados.

Cuando el agente de sostén en suspensión con el fluido de fractura, viaja con velocidad demasiado alta, suele ocurrir un cambio drástico en la dirección del flujo a la salida de los puntazos en la tubería. La diferencia en la gravedad específica entre el agente de sostén y el fluido de fractura, hace que la mayor parte del proppant se concentre cerca del intervalo más bajo (es decir, hacia la punta), mientras que los intervalos superiores reciben principalmente fluido sin agente de sostén, incluso en condiciones de entrada limitada. Esto significa, que en casos en donde se punzan y estimulan simultáneamente más de un intervalo, la mayor parte del agente de sostén se aglomera en los niveles más bajos, mientras que los intervalos más altos quedan sin suficiente cantidad agente de sostén.

5.3.1 Pump down en Plug and Perf

La técnica de Pump Down, se utiliza principalmente en pozos horizontales y operaciones de múltiples etapas de fractura. Este método implica la inyección de fluidos a alta presión para transportar herramientas, como tapones o cañones de detonación, hasta la ubicación específica donde se requiere la intervención. Es una técnica muy utilizada, ya que permite realizar operaciones sin necesidad de detener el bombeo, optimizando los tiempos de la terminación y reduciendo costos operativos asociados.

Después de realizar la primera fractura, se coloca el cañón o el tapón en la siguiente zona. Esto se logra manteniendo el bombeo continuo, sin interrupciones entre etapas, lo que permite fracturar el pozo de manera eficiente y controlada (Blanton y Mackenzie, 2006).

La asistencia de este tipo de técnica, se basa en la presión generada por el fluido de bombeo para transportar las herramientas, permitiendo dar empuje mecánico adicional.

Uso en Wireline:

El pump down es comúnmente utilizado en operaciones de wireline en pozos horizontales o en pozos inclinados donde la gravedad no puede ayudar a que las herramientas lleguen a la posición deseada. Con el pump down, el fluido de bombeo permite que el wireline impulse las herramientas (tapones y cañones de detonación) hacia zonas más alejadas y difíciles de alcanzar.

5.3.2 Plug-and-Perf con Wireline

El método Plug-and-Perf con wireline es la opción preferida cuando se busca una colocación rápida y económica de tapones y cañones de detonación. Utilizando el sistema pump down, el wireline permite que las herramientas se coloquen de manera eficiente en pozos horizontales (Warpinski & Teufel, 1989). El proceso es el siguiente:

Una vez cementado y hechas las pruebas de hermeticidad en el casing en la zona de la rama horizontal, el wireline desciende con el cañón de detonación y el tapón hasta la profundidad deseada. Las cargas explosivas del cañón se activan eléctricamente desde la superficie, y penetran en el casing, cemento y en la roca circundante al pozo. Una vez realizados los punzados, se retira el wireline y se bombea el fluido de fractura para estimular la formación.

Después de fracturar la zona, se utiliza nuevamente el equipo para colocar un tapón de aislación. El wireline se retira y se repite el proceso en la siguiente zona. Las principales ventajas de realizar las operaciones con este equipo, están asociadas a un menor costo operativo en comparación que coiled tubing y una rápida colocación del conjunto tapón-cañón de detonación, optimizando los tiempos y reduciendo costos.

5.3.3 Plug-and-Perf con Coiled Tubing

El coiled tubing realiza sus maniobras a través de una tubería flexible que baja al interior del pozo en lugar de usar un cañón de detonación tradicional (como en el wireline). Roscada en la punta de esta tubería flexible, existen distintas herramientas que pueden incluir sistemas de punzado de alta presión o incluso módulos con explosivos que pueden activarse de forma remota a través de señales eléctricas.

El coiled tubing desciende con una herramienta rotativa (similar a un trépano), comúnmente conocido como fresa rotativa, con el fin de limpiar y eliminar cualquier residuo de cemento o fino que pudo haber quedado dentro de la cañería, luego de la etapa de cementación y que pueda obstruir la zona de la primera sección horizontal a fracturar (normalmente en la punta del pozo).

En la superficie, se retira la herramienta de fresado y se instala una herramienta de perforación adecuada para coiled tubing. Esta puede ser un sistema de punzado activado por

presión o una herramienta que incluya cargas explosivas, similar a un cañón de detonación de wireline, pero adaptada para trabajar con coiled tubing.

El coiled tubing se vuelve a descender hasta la zona de la primera etapa de estimulación, cercana a la punta del pozo horizontal. Una vez posicionado en la profundidad deseada, la herramienta de punzado se activa (por presión o por señal remota), y se punzan los orificios en el casing y la roca. Una vez completadas, el coiled tubing queda listo para iniciar el bombeo del fluido de fractura.

Desde la superficie, se comienza a bombear el fluido de fractura a través del anular entre la tubería del coiled tubing y el pozo. El fluido entra en la formación a través de los punzados recién creados, generando presión y abriendo la fractura. Una vez finalizada la estimulación hidráulica de la primera zona, el coiled tubing se retira y se coloca un tapón de asilación (del tipo soluble o mecánico) para separar la zona recién fracturada de la siguiente etapa.

El coiled tubing regresa a la superficie para cambiar la herramienta de punzado o para colocar una nueva herramienta en la línea, y luego descende nuevamente a la siguiente profundidad. La maniobra de punzado, fractura y aislamiento se repite hasta completar todas las etapas en la rama horizontal.

Opciones con tapones de aislación

Si se han usado tapones mecánicos, el coiled tubing descende nuevamente al pozo para fresar o romper los tapones y limpiar la sección horizontal, habilitando el flujo de producción. En cambio, si se utilizaron tapones del tipo solubles, el pozo se deja reposar el tiempo suficiente para que estos tapones se disuelvan y permitan el flujo de retorno sin intervención adicional.

Ventajas del Coiled Tubing en Plug-and-Perf

Como se trata de una tubería flexible, tiene la capacidad de empujar y llevar a distinto tipos de herramientas, permitiendo acceder a zonas en pozos horizontales largos o en áreas de alta fricción, donde el wireline podría tener dificultades. Además, como el coiled tubing no depende de la gravedad para descender, es ideal para pozos que requieren acceso a zonas específicas y una estimulación controlada, algo que para lograr con wireline sólo se podría a través de pump down.

El coiled tubing es generalmente más costoso debido a su capacidad de empuje y control de presión, que permiten una colocación precisa en pozos de alta fricción. También requiere más infraestructura y equipo en superficie. Comparado con el uso de wireline, el costo operativo es mucho más elevado, especialmente si se necesita realizar múltiples etapas en pozos horizontales.

5.3.4 Camisas iniciadoras (Poor Boy)

La camisa iniciadora, conocida también como poor boy initiator, es un componente de terminación, que son comúnmente utilizadas para dar inicio a las fracturas hidráulicas en pozos horizontales de forma económica y sencilla. Este tipo de camisas, se colocan en el extremo inferior del casing y proporciona un primer punto de acceso a la formación para iniciar la estimulación hidráulica sin necesidad de perforar el casing en la primera zona.

La camisa iniciadora funciona abriéndose, mediante la aplicación de presión desde superficie, activando un mecanismo interno que permite el flujo de fluido de fractura hacia la formación. A diferencia de otros métodos de terminación, la camisa iniciadora permite comenzar la fractura sin herramientas adicionales de punzado, reduciendo así el costo y el tiempo de intervención. Este enfoque es ideal en reservorios tipo shale donde la economía y la eficiencia son prioritarias, ya que minimiza el equipo necesario en la etapa inicial de la fractura (Rassenfoss, 2011).

Para pozos en donde se requiera un costo mínimo y que no tenga problemas relacionados con el largo del pozo, una opción bastante viable, es la de utilizarla en conjunto con wireline. Al permitir un inicio rápido de la fractura, el wireline se puede usar después para punzar las zonas subsiguientes, sin intervención adicional en la primera zona.

5.4 Método Abrasive jetting perforation and annulus pumping (AJPAP)

Utiliza un simple conjunto de fondo (BHA) con una herramienta que expulsa un fluido abrasivo que es bombeado a presión, una bola funcionando como una válvula de control, una fresa tipo trépano y la tubería flexible de coiled tubing.

Para el proceso de punzado, se bombea un fluido que contiene una baja concentración de agente de sostén. Se bombea a través del coiled tubing hasta una herramienta diseñada especialmente para bombear fluido a alta presión y lograr la abrasión de la zona de interés. La

energía del fluido dentro de la tubería, se transforma en energía cinética, lo que da como resultado, una corriente de alta velocidad que pueden perforar casing, el cemento y luego penetrar en la formación.

El tratamiento de estimulación hidráulica se completa con un tapón de arena que se sedimenta para aislar la zona recientemente estimulada. Una válvula de retención en la herramienta de chorro abrasivo permite eliminar la arena del pozo mediante circulación inversa a través del CT entre las etapas del tratamiento para limpiar la parte superior del tapón de arena colocado para la aislación. Con el tapón de arena en su lugar, comienza el chorro abrasivo en la siguiente zona y nuevamente se realizan los punzados a través del casing. El proceso se repite para tantas zonas como sea necesario, todo en una operación continua. No se requieren viajes entre etapas y elimina la necesidad de perforar tapones una vez completada la estimulación, pero incrementa los costos operativos por la utilización total del equipo de coiled tubing.



Figura 17. Técnica de fractura con agente de sostén y coiled tubing (Surjaatmadja, B. H., McDaniel, B., & East, L., et al. (2005). Optimizing Multi-Stage Fracturing in Horizontal Wells Using Abrasive Jetting and Sand Plug Diversion Techniques (SPE-183785-MS)).

CAPÍTULO VI: ANÁLISIS DEL POZO TIPO

6.1 Descripción del pozo

El pozo exploratorio de estudio se encuentra localizado en la provincia de Neuquén, al norte de la Cuenca Neuquina en cercanías al río Colorado y vecino a la provincia de Mendoza.

Se puede considerar que el mismo es vecino a los yacimientos de Paso Barda (YPF) y Corraleras Sur y Noreste (GyP).

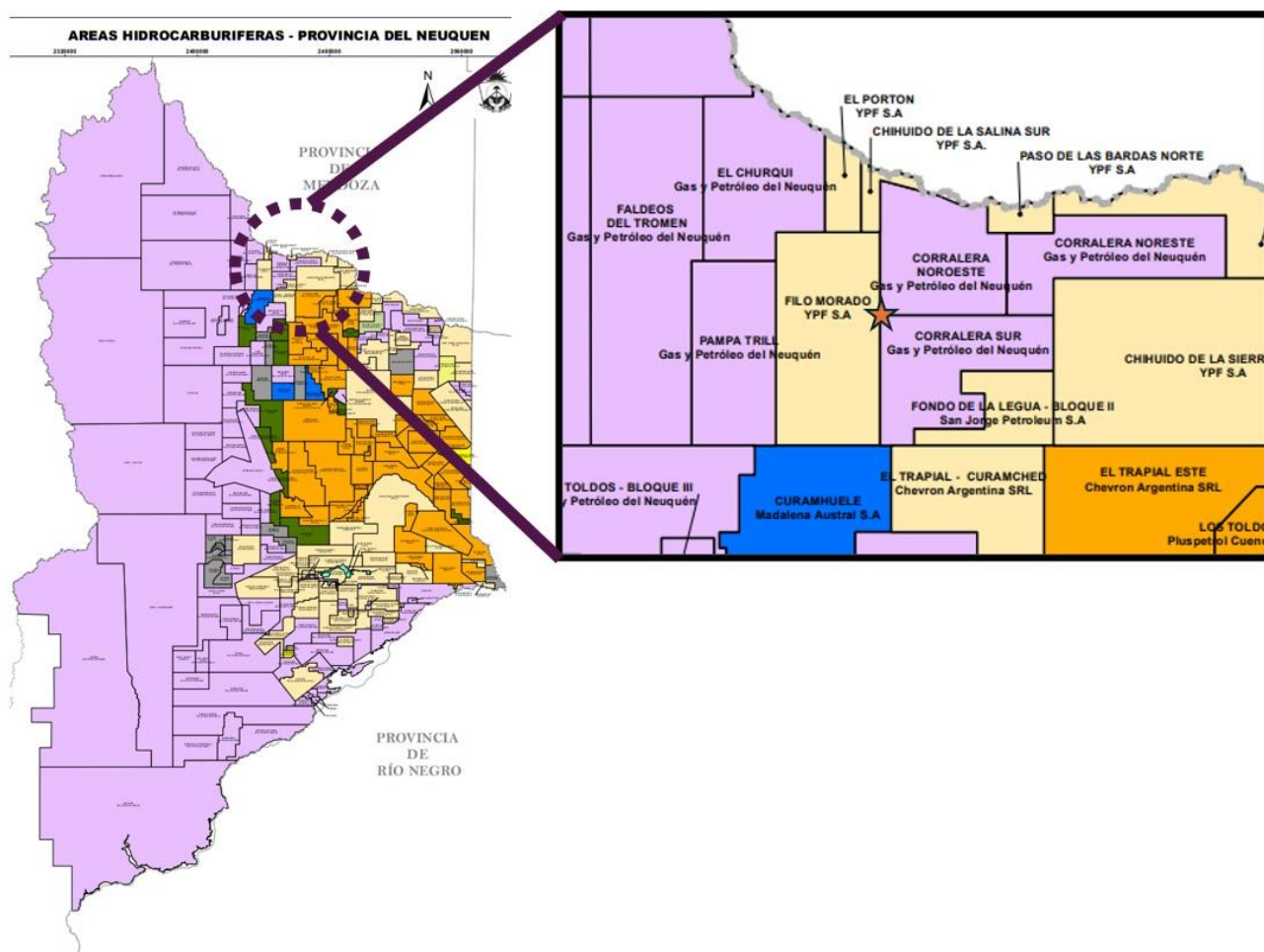


Figura 18. Área de ubicación del pozo en estudio (Subsecretaría de Energía e Hidrocarburos de la Provincia del Neuquén, s.f.)

La elección de la perforación de dicho pozo en la zona está basada en el desrisking de la zona donde las variables principales a evaluar son:

- ✓ Comprobación de hidrocarburos.
- ✓ Potencial de VM en la zona.
- ✓ Presión de Reservorio.
- ✓ Geomecánica.
- ✓ Presencia de filones ígneos.
- ✓ Evaluación de la fractura hidráulica.

6.2.1 Análisis del perfil TOC (Contenido Orgánico Total)

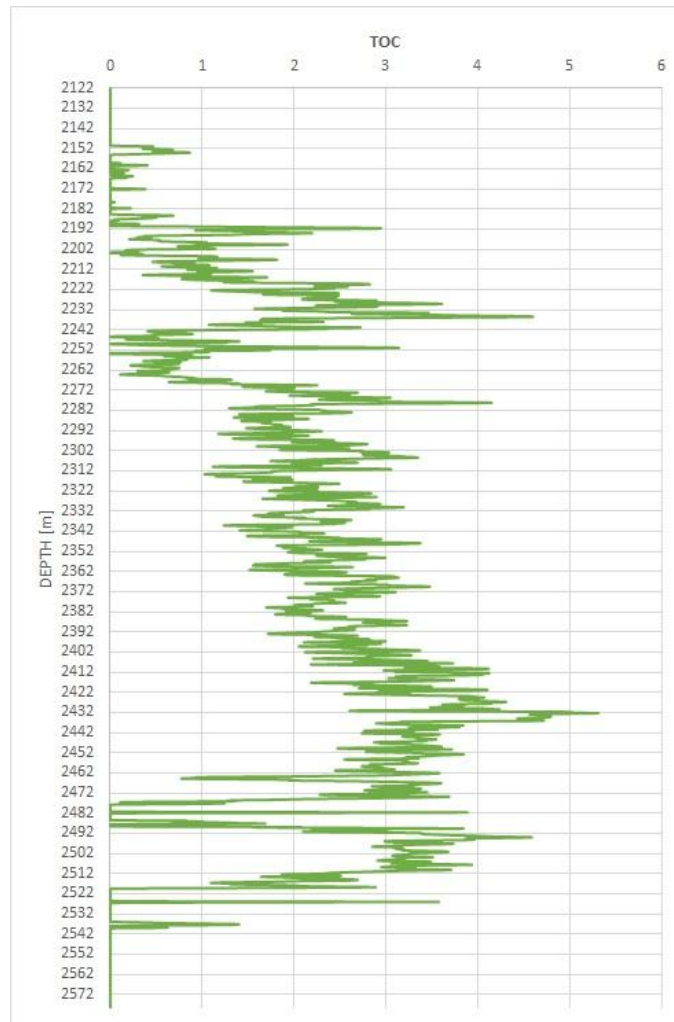


Figura 19. Contenido Orgánico Total (TOC) vs Profundidad (m).

➤ **Zonas de Alto Contenido de Carbono Orgánico Total (TOC)**

Se destacan varios intervalos donde el TOC muestra valores elevados, que van desde 2.0 hasta 5.0%. Los intervalos de 2250-2280 m, 2400-2420 m, y 2480-2520 m presentan picos importantes, lo que indica una mayor concentración de materia orgánica en estas zonas. Este es un indicador muy positivo para la generación de hidrocarburos en el reservorio tipo shale de Vaca Muerta.

➤ **Zonas de Bajo Contenido de TOC**

En intervalos como 2300-2350 m y 2450-2480 m, el TOC muestra valores bajos, en algunos casos cercanos a cero. Estas zonas con menor contenido orgánico pueden estar compuestas de rocas más estériles o que han sufrido procesos de transformación que disminuyeron su capacidad de generar hidrocarburos.

Interpretación:

El contenido elevado de TOC en intervalos específicos, especialmente en zonas como 2250-2280 m y 2480-2520 m, sugiere áreas con alto potencial para la generación y acumulación de hidrocarburos. Estas zonas podrían ser de particular interés para el desarrollo de fracturas en el reservorio.

Conclusión:

Los intervalos 2250-2280 m, 2400-2420 m, y 2480-2520 m son las secciones de espesor más prometedoras en términos de contenido orgánico en el perfil. Estos niveles se consideran adecuados para una evaluación adicional, especialmente en combinación con otros perfiles, como el de Sw (saturación de agua) para una evaluación más detallada de su potencial y generación de hidrocarburos en una rama horizontal.

6.2.2 Análisis del perfil de Sw (Saturación de agua)

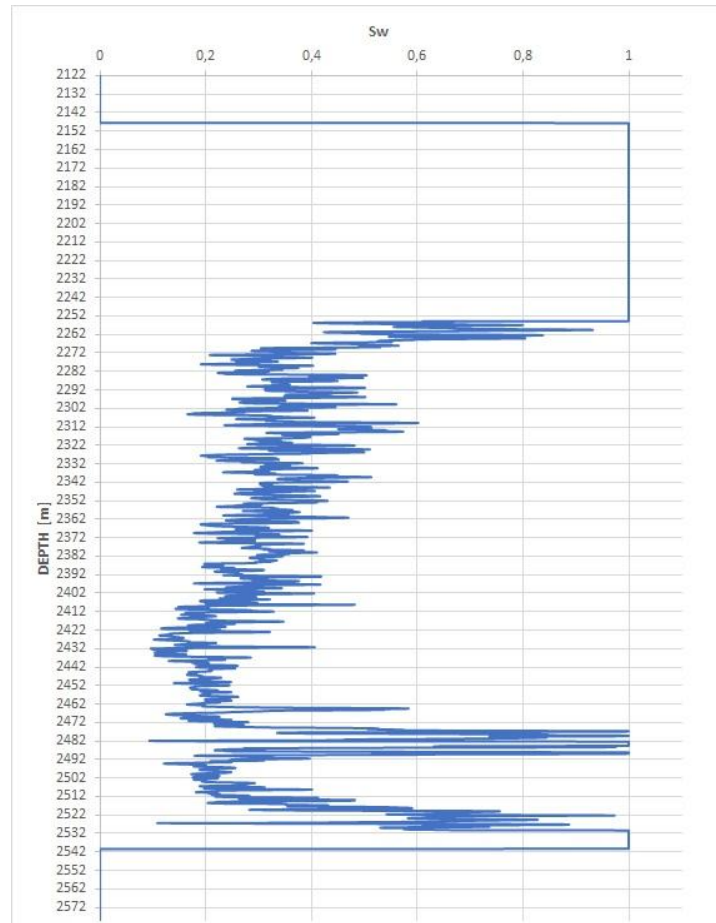


Figura 20. Sw (Saturación de agua) y Profundidad medida en metros.

➤ **Zonas de Baja Saturación de Agua (Sw):**

En profundidades como 2250-2280 m, 2400-2420 m, y 2480-2500 m, se observa una saturación de agua baja, con valores de Sw inferiores a 0.4 en varios puntos. Estos intervalos indican posibles áreas con buena saturación de hidrocarburos, lo cual es positivo para la viabilidad de estimulación y extracción de hidrocarburos.

➤ **Zonas de Alta Saturación de Agua (Sw):**

En otros intervalos, como 2350-2370 m y 2450-2470 m, se observan valores de Sw más altos, cercanos a 0.6-1.0, lo que indica una mayor saturación de agua. Estas áreas podrían ser menos productivas en términos de hidrocarburos y actuar

como zonas de baja productividad en el contexto de este tipo de reservorio no convencional.

➤ **Zonas Intermedias:**

Existen varias zonas con S_w en valores intermedios, generalmente entre 0.4 y 0.6, en profundidades como 2320-2340 m y 2500-2520 m. Estas áreas podrían presentar una mezcla de saturación de agua e hidrocarburos, lo cual requeriría análisis complementarios para definir su productividad.

Interpretación y conclusión:

La baja saturación de agua en las zonas de 2250-2280 m, 2400-2420 m, y 2480-2500 m refuerza su potencial como intervalos atractivos para perforación y la estimulación de la rama horizontal del pozo. Estas áreas muestran características consistentes con una saturación de hidrocarburos favorable, lo que sugiere que podrían ser indicadas para el desarrollo en la rama horizontal.

Las profundidades 2250-2280 m, 2400-2420 m, y 2480-2500 m presentan una baja saturación de agua, haciéndolas zonas prometedoras para la rama horizontal y posteriores fracturas en múltiples etapas. Estas profundidades, combinadas con el perfil de TOC, muestran buena saturación de hidrocarburos, consolidándolas como las zonas de espesor, con mayor interés para la estimulación en este pozo.

6.2.3 Análisis combinado de Saturación de Agua (S_w) y TOC

❖ **Zonas de Bajo S_w y Alto TOC:**

En las profundidades de 2250-2280 m, 2400-2420 m, y 2480-2500 m, se observa una combinación favorable de baja saturación de agua (S_w) y altos valores de TOC. Estas características indican intervalos con buena saturación de hidrocarburos y un contenido orgánico considerable, lo cual es óptimo para el desarrollo de fracturas en un reservorio no convencional.

❖ **Zonas de Alto S_w y Bajo TOC:**

A lo largo de los intervalos 2350-2370 m y 2450-2470 m, se registran valores de S_w más elevados y un TOC relativamente bajo. Estas zonas presentan menor potencial de hidrocarburos

debido a la alta saturación de agua y bajo contenido orgánico, lo que podría limitar su interés para la fractura.

❖ **Zonas Intermedias:**

Entre las profundidades de 2320-2340 m y 2500-2520 m, los valores de Sw y TOC se encuentran en niveles intermedios. Estas zonas presentan una mezcla de hidrocarburos y agua, y aunque podrían tener algo de potencial, no serían tan favorables como las zonas de bajo Sw y alto TOC.

Interpretación y conclusión:

La correlación entre el bajo valor de Sw y alto TOC en intervalos específicos, refuerza la viabilidad de estas zonas para desarrollar la rama horizontal del pozo y posteriormente realizar fracturas en múltiples etapas. Estas características son indicativas de una mayor saturación de hidrocarburos y un buen contenido orgánico, lo cual es ideal para optimizar la producción en este tipo de reservorio.

Las profundidades 2250-2280 m, 2400-2420 m, y 2480-2500 m son las más prometedoras para la estimulación de la roca en la rama horizontal, debido a sus características de bajo Sw y alto TOC. Estos intervalos presentan el mejor potencial para la acumulación de hidrocarburos, consolidándose como zonas clave para el desarrollo del pozo en Vaca Muerta.

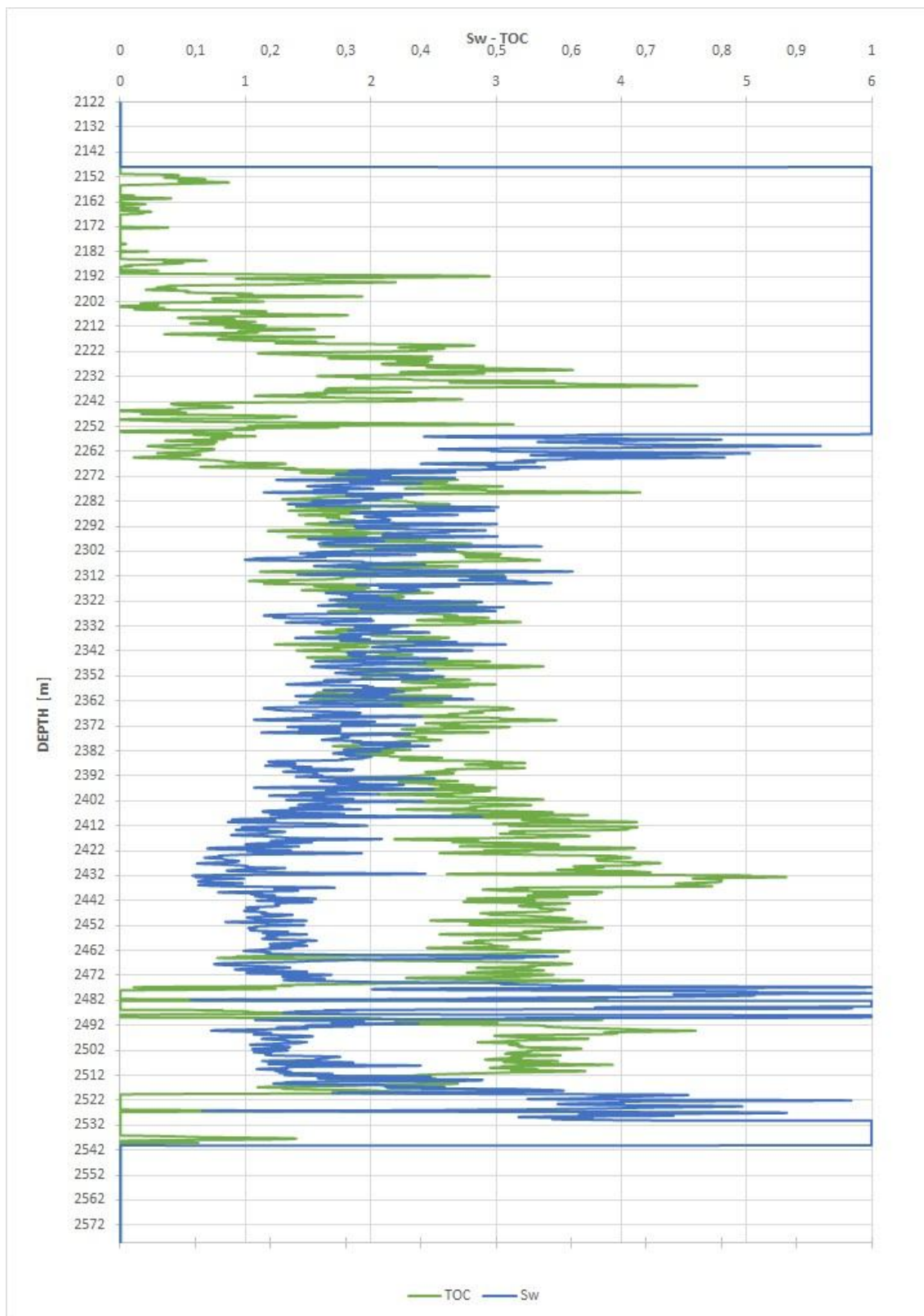


Figura 21. Perfil de Contenido Orgánico Total (TOC) vs Saturación de agua (Sw) completo.

6.2.4 Registro PEF (Photoelectric Factor)

Un perfil de factor fotoeléctrico (PEF), es un tipo de perfil que se realiza para determinar la capacidad de absorción de los rayos gamma en una formación rocosa. En este registro, se mide el factor de absorción fotoeléctrico (PE), que es una propiedad física que depende principalmente de la composición química de los minerales en la formación, especialmente los elementos con alto número atómico.

Es muy útil para identificar la composición mineralógica de la roca, ya que, dependiendo del tipo de mineral, existen factores fotoeléctricos asociados. A diferencia de otros registros, el PEF no depende de la porosidad ni de la saturación de fluidos en la roca, lo que lo hace útil para caracterizar la matriz rocosa sin interferencias de los fluidos en el poro.

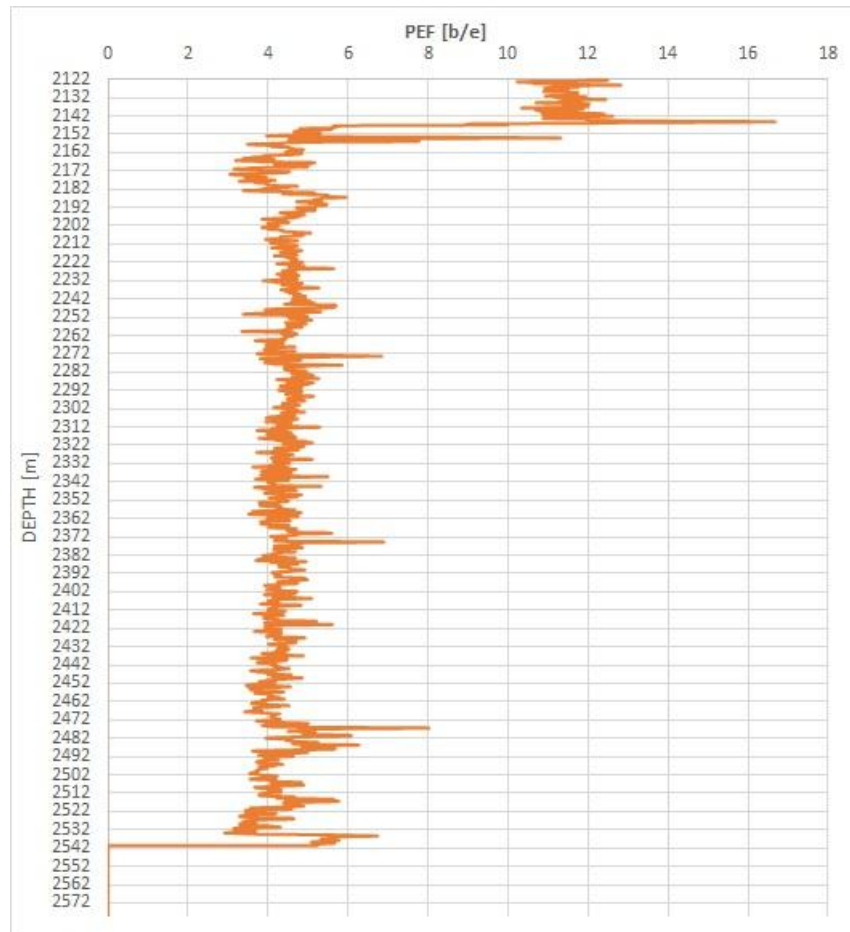


Figura 22. Factor fotoeléctrico en b/e y Profundidad en metros.

- **Zonas de PEF alto:** En la sección entre 2122 m y 2162 m, el valor de PEF oscila entre 10 y 15 b/e, indicando una alta absorción fotoeléctrica. También algunos picos en el resto del perfil, con valores cercanos a 8 b/e, a los 2272 m, 2372 m y 2475 m. Estas zonas suelen asociarse con la presencia de minerales densos o con alto contenido en materiales que absorben rayos X, como calcita, dolomita o carbonatos.
- **Zonas de PEF bajo e intermedio:** En la sección desde 2200 m hasta 2540 m, la mayoría presenta valores de PEF menores a 5 b/e, con algunas fluctuaciones, pero en general se mantiene bajo. Estas zonas de bajo PEF, podrían indicar materiales de menor densidad o presencia de arcillas y silicatos (con alguna presencia de ligera de carbonatos), que suelen tener una respuesta baja en el perfil.

Interpretación General

El perfil muestra una clara distinción entre la sección superior, donde el PEF es significativamente alto, y las secciones más profundas, donde los valores son bajos o intermedios.

Las zonas de alto PEF en la parte superior sugieren una litología más densa asociado a rocas del tipo carbonática, mientras que las zonas de bajo y medio PEF indican materiales más arcillosos o silicatos en la mayor parte de la sección perfilada.

Conclusión

La sección de alto PEF (2140 m a 2170 m) podría no ser ideal para la fractura debido a la alta densidad de los materiales, lo que puede dificultar la estimulación hidráulica, pero se puede entender como una barrera que limite a la fractura a desarrollarse de manera descontrolada en la sección vertical.

Las secciones de PEF bajo e intermedio en profundidades mayores a 2200 m son más interesantes, ya que representan materiales menos densos, más adecuados para la estimulación en un reservorio no convencional

6.2.2 Análisis del perfil Módulo de Young estático horizontal (E Young Horizontal)

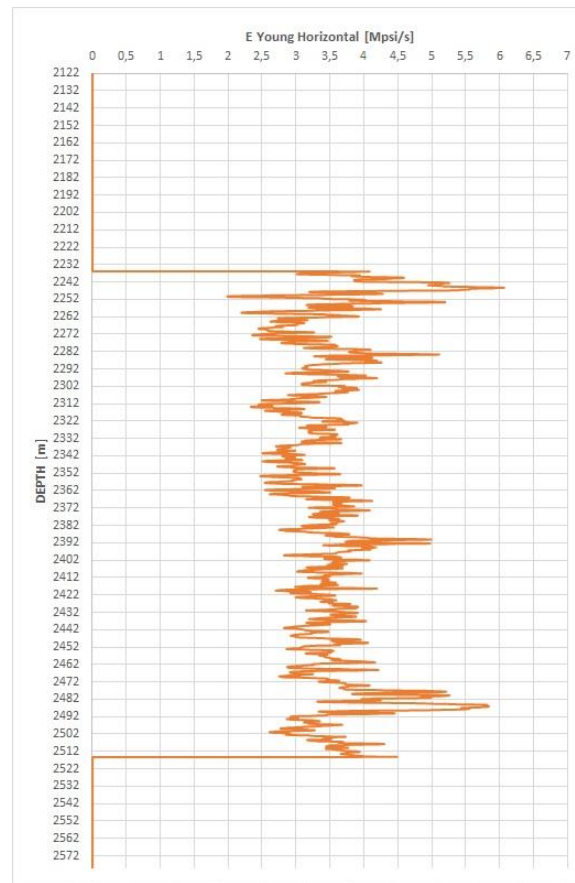


Figura 23. Perfil de Módulo de Young estático horizontal (E Young Horizontal) en Mpsi/s vs. Profundidad en metros.

- **Zonas con alto módulo de Young horizontal:** Entre 2230 m a 2280 m y 2470 m a 2510 m los valores del módulo de Young horizontal oscilan entre 3,0 y 5,5 Mpsi/s, con algunos picos alcanzando hasta 6,0 Mpsi/s. Estos valores altos sugieren que las formaciones en estas profundidades son rígidas y tienen una alta resistencia a la deformación horizontal. Esto puede influir en la dirección y propagación de las fracturas en direcciones específicas.
- **Zonas con bajo módulo de Young horizontal:** Entre 2300 m y 2380 m y entre 2400 m a 2470 m, los valores son generalmente menores, con algunos puntos por debajo de 2,0 Mpsi/s. Esto sugiere que estas capas son menos rígidas y más susceptibles a deformarse bajo estrés, lo que podría favorecer la creación de fracturas.

Interpretación

Las zonas de alto módulo de Young horizontal indican secciones de la formación que presentan mayor rigidez y resistencia a la deformación. Estas áreas, en combinación con otros perfiles como el PEF, pueden ser indicativas de mayores concentraciones de carbonatos, lo cual sería favorable para la estimulación en términos de estabilidad de fractura y conductividad.

Las secciones de bajo módulo de Young sugieren áreas menos rígidas, posiblemente con menor contenido de carbonatos o mayores fracciones de arcilla, lo cual podría dificultar el proceso de fractura, debido a una menor estabilidad de la roca.

Conclusión

Los niveles de mayor interés, que combinan altos valores de módulo de Young y potenciales características adecuadas para una estimulación efectiva, se encuentran principalmente entre 2230-2280 m y 2400-2470 m. Estas zonas deberían ser correlacionadas con el perfil PEF en el siguiente análisis combinado para determinar si son efectivamente secciones ricas en carbonatos y confirmar su aptitud para la estimulación hidráulica.

6.2.3 Análisis Combinado de Módulo de Young Horizontal (EHorizontal) y PEF

- ❖ **EHorizontal (Módulo de Young Horizontal):** Mide la rigidez del material en la dirección horizontal. Zonas de alto EHorizontal indican mayor rigidez, típicamente asociadas con carbonatos.
- ❖ **PEF (Factor Fotoeléctrico):** Este valor aumenta en presencia de carbonatos. Valores altos sugieren contenido significativo de carbonatos, mientras que valores bajos suelen estar asociados con formaciones arcillosas.

Zonas de Interés: Alta Rigidez y Alto PEF (probable carbonato).

Los espesores comprendidos entre las profundidades de 2150-2180 m, 2250-2260 m, 2500-2520 m, presentan valores elevados de EHorizontal (mayor a 4 MPa) y PEF (cerca de 12-14 b/e). Estas zonas tienen una alta probabilidad de ser espesores de carbonato, que actuarían como barreras naturales a la propagación de fracturas en la dirección vertical. No son ideales para la estimulación en el contexto de un reservorio shale.

Baja Rigidez y Bajo PEF: formaciones Shale favorables para la estimulación.

En las profundidades entre 2300-2320 m, 2400-2470 m, 2485-2500 m, el valor de EHorizontal y PEF son más bajos, siendo valores típicos de formaciones menos rígidas y con menor contenido de carbonatos. Estas zonas son más propensas a fracturarse y son ideales para una fractura hidráulica en un reservorio tipo shale. La menor rigidez facilita la propagación de las fracturas inducidas en estas secciones.

Conclusión y Selección de Zonas de estimulación

Zonas recomendadas para la estimulación: Intervalos en las profundidades de 2300-2320 m, 2400-2470 m y 2485-2500 m. Estas áreas presentan condiciones favorables debido a su menor rigidez y bajo contenido de carbonatos, permitiendo una mayor propagación de las fracturas inducidas y conectividad en el reservorio.

Zonas a evitar para la estimulación: Capas con alto contenido de carbonatos identificadas en 2150-2180 m, 2250-2260 m y 2500-2520 m, ya que estas probablemente limitarán la propagación de fracturas en la dirección vertical y no aportarán a la conectividad en el reservorio.

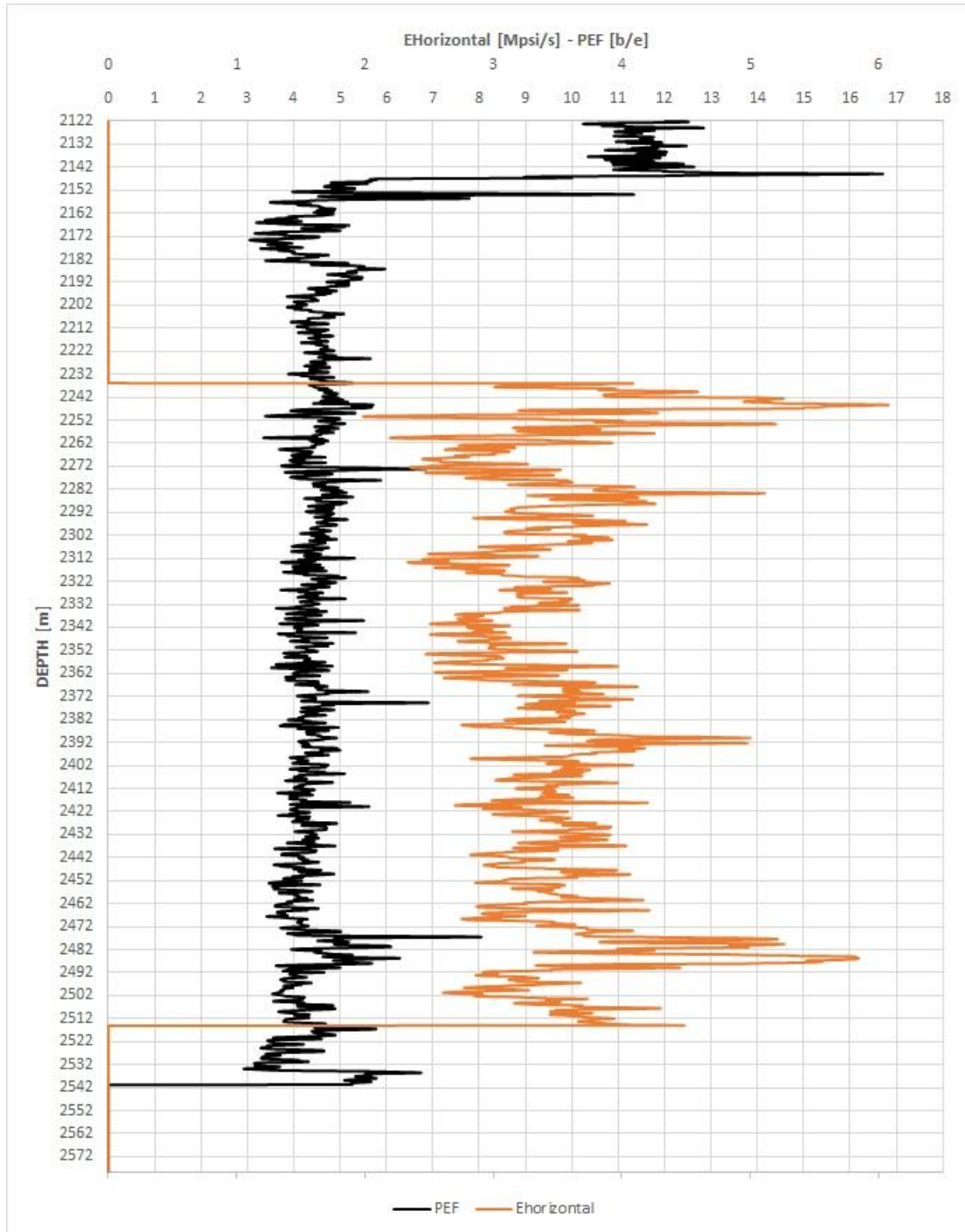


Figura 24. Factor fotoeléctrico [b/e] y Ehorizontal [Mpsi] en función de la Profundidad en metros.

6.2.4 Análisis del perfil de Gamma Ray (GR)

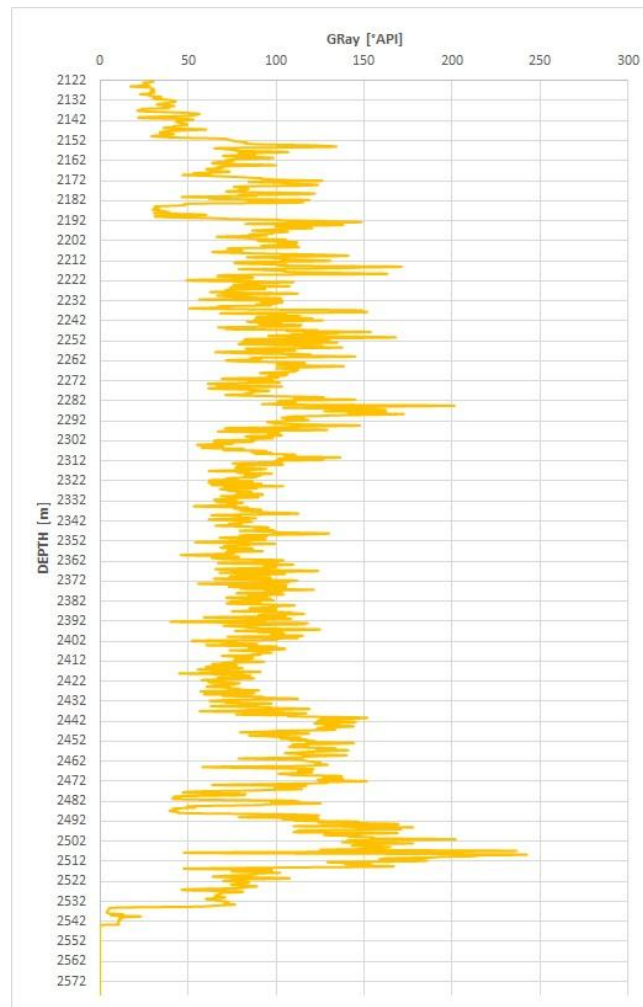


Figura 25. Gray (Gamma Ray) medido en °API y Profundidad en metros.

❖ **Zonas de alto Gamma Ray (valores > 100 API):**

Los intervalos de espesor con valores altos de GR, se observan entre 2150-2300 m y 2470-2520 m. Estas zonas indican altos contenidos de arcillas.

❖ **Zonas de Gamma Ray bajo (valores < 100 API):**

Zonas con valores bajos se encuentran, por ejemplo, alrededor de 2400 a 2420 m y 2500 a 2520 m. Estos valores bajos sugieren posibles capas de roca más limpia, potencialmente carbonatos o areniscas de baja arcillosidad, lo cual es favorable para la estimulación hidráulica si otros parámetros acompañan.

En general, en todo el rango de 2250 a 2450 m, los valores de GR fluctúan en un rango intermedio. Estas zonas pueden representar una mezcla litológica, donde la cantidad de arcillas es un poco más intercalada.

Interpretación y conclusión:

Las zonas con bajo GR son potencialmente interesantes para el desarrollo de la rama horizontal del pozo, ya que es probable que sean menos arcillosas y, por lo tanto, puedan tener mejores propiedades para lograr fracturas. Por otro lado, las capas con alto GR pueden representar barreras naturales, ayudando a contener la propagación vertical de las fracturas y permitiendo un control más preciso de la estimulación.

Este perfil sugiere que los intervalos de baja arcillosidad, como los ubicados cerca de 2400-2460 m, podrían ser considerados como zonas óptimas para iniciar la fractura horizontal.

6.2.5 Análisis del perfil Poisson Ratio (PR)

El Poisson Ratio (PR), es el parámetro que indica la relación entre la deformación transversal y la deformación longitudinal cuando el material es sometido a un esfuerzo. Valores más altos de PR suelen asociarse con rocas más dúctiles, mientras que valores bajos se relacionan con rocas más frágiles, las cuales son características favorables para la estimulación hidráulica en un reservorio de shale.

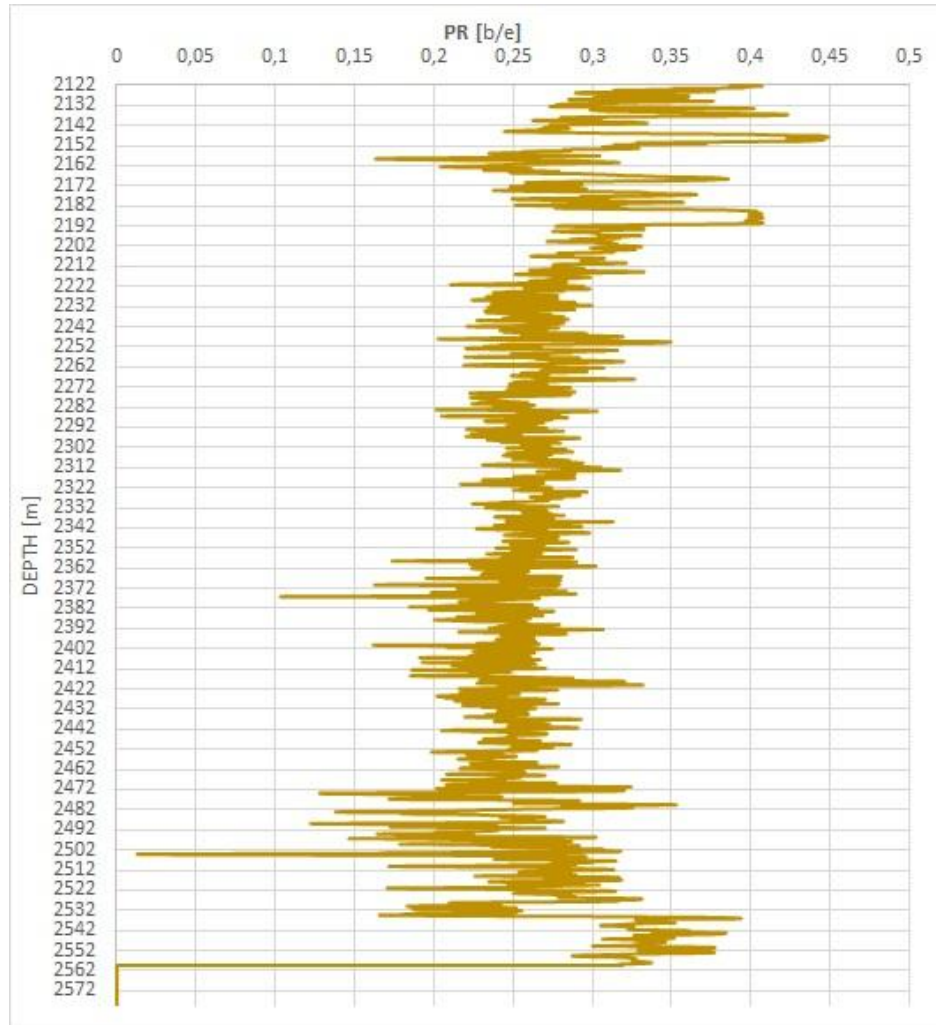


Figura 26. Factor de Poisson [b/e] y Profundidad en metros.

❖ **Zonas de Alto Poisson Ratio (Ductilidad Alta)**

Las profundidades entre 2120-2210 m, 2470-2560 m, presentan valores de PR cercanos a 0.35-0.45 b/e. Estas zonas presentan alta ductilidad, lo que podría indicar capas menos propensas a fracturarse de forma eficaz. Para el objetivo de estimulación, estas áreas no son ideales, ya que la ductilidad elevada podría limitar la propagación de fracturas.

❖ **Zonas de Bajo Poisson Ratio (Fragilidad Alta)**

Los espesores entre 2270 m hasta 2460 m, presentan valores de PR que oscilan los 0.25 b/e. Estas zonas con bajo valor de Poisson Ratio son más frágiles, lo que favorece la generación

de fracturas en estas áreas. Esto sugiere que estas profundidades son potencialmente óptimas para la fractura hidráulica.

Para un reservorio de shale en el que se busca maximizar la fractura de la roca, el espesor recomendando está comprendido entre 2270 m hasta 2460 m, debido a su baja ductilidad y alta fragilidad, lo cual permitirá una propagación efectiva de las fracturas inducidas, mientras que, las zonas a evitar serán en los espesores entre 2150-2180 m, 2470-2560 m, ya que, presentan una alta ductilidad que podría limitar la efectividad de la estimulación.

6.2.6 Análisis del Perfil Combinado (Gamma Ray vs Poisson Ratio)

❖ Zonas de Alta Arcillosidad

Profundidades: 2190-2290 m y 2480-2520 m.

En estas profundidades, observamos altos valores de Gamma Ray, típicos de zonas ricas en arcillas. Los valores de PR también son elevados, lo cual es consistente con un material de baja rigidez, como el shale arcilloso. Este tipo de material es menos favorable para la estimulación hidráulica, ya que tiende a ser más dúctil y absorbe esfuerzos sin fracturarse fácilmente.

Estas zonas indican alta arcillosidad, lo que puede actuar como barrera natural para la propagación de fracturas. Aunque estas zonas no son ideales para la fractura en sí, pueden ser útiles para contener fracturas verticales, lo que limita la propagación fuera de la zona de interés.

❖ Zonas de Baja Arcillosidad

Espesores de 2260-2280 m y 2510-2530 m.

En estas profundidades, el valor de Gamma Ray disminuye, indicando menor contenido de arcillas y posiblemente mayor presencia de minerales duros o carbonatos. Los valores de PR en estas zonas también son relativamente bajos, lo cual sugiere una mayor rigidez en la roca.

Estas áreas son potencialmente más favorables para el desarrollo de la estimulación hidráulica, ya que una menor arcillosidad y un PR bajo indican rocas más frágiles y quebradizas. Esto permite una fractura más eficiente y sostenida, favoreciendo la generación de conductos de flujo en la formación.

❖ Zonas de Arcillosidad Intermedia**Espesor de 2300 a 2460 m.**

En estas profundidades, tanto el Gamma Ray como el PR presentan valores intermedios, lo cual indica una mezcla de arcillas y materiales más rígidos. Estas zonas podrían representar un cambio gradual en la litología, con presencia de intercalaciones de materiales arcillosos y duros.

Aunque no son las zonas más óptimas para la estimulación, es un área que posee las características suficientes en la roca, para proporcionar estabilidad en la estructura, sirviendo como apoyo en el caso de una rama horizontal. La presencia baja a intermedia de arcilla y materiales rígidos en proporciones balanceadas, podría contribuir a la contención de las fracturas sin desestabilizarse.

Conclusión General y recomendación

Basado en este análisis, el espesor comprendido entre **2410 y 2450 m** parece ser el candidato más favorable para perforar la rama horizontal. Esta sección presenta un alto contenido de materia orgánica (como se observó en el perfil TOC) y un nivel de arcillosidad bajo/intermedio que no limitaría excesivamente la propagación de fracturas, mientras que conserva suficiente material frágil para facilitar su desarrollo. Además, la zona inferior de este rango (2450-2460 m) puede actuar como una barrera natural para evitar una excesiva propagación vertical.

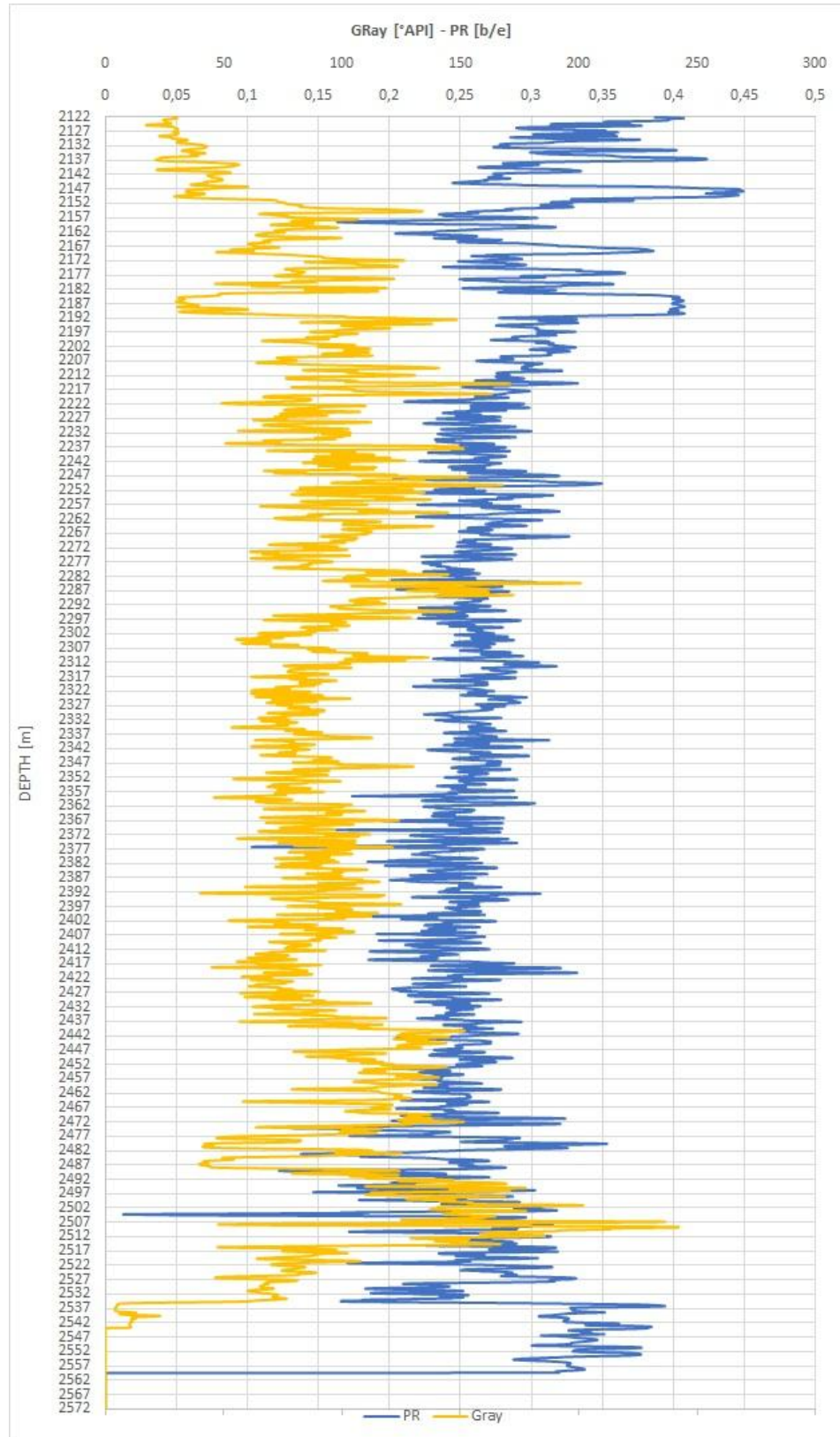


Figura 27. Gamma Ray [$^{\circ}$ API] y PR [b/e] en función de la Profundidad en metros.

6.2.7 Análisis del Perfil Shmín (Mínimo Esfuerzo Horizontal)

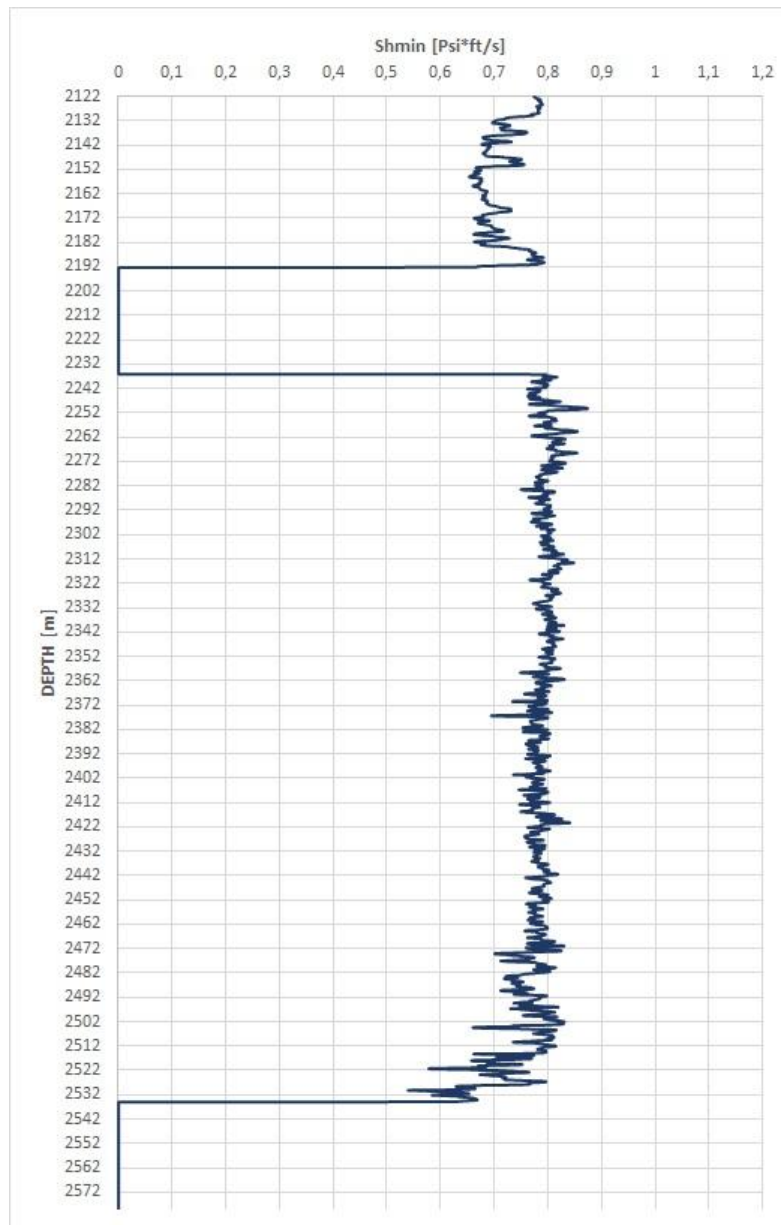


Figura 28. Perfil de Shmín (Estrés mínimo horizontal) en psi*ft/s vs. Profundidad en metros.

➤ Zonas de bajo Shmín:

Entre 2122 y 2190 m, se observa un valor de Shmín relativamente bajo, lo que indica que estas capas son más susceptibles a fracturas inducidas. Las zonas con menor esfuerzo horizontal mínimo pueden facilitar el inicio de fracturas, ya que requieren menos presión para abrirse.

➤ **Zonas intermedias:**

Entre 2230 y 2530 m, el valor de Shmín presenta valores muy estables, pero relativamente controladas. Estas áreas pueden tener un comportamiento mixto, siendo susceptibles a fracturas en ciertas partes y en otras no, dependiendo de la combinación con otros parámetros como la resistencia de la roca y el contenido mineral.

Interpretación y conclusión:

La zona de bajo Shmín identificada entre 2122-2190 m, presenta mejores condiciones para la fractura. Estas áreas requieren menores esfuerzos para fracturarse horizontalmente, lo cual es ventajoso para el desarrollo de la rama horizontal en un pozo no convencional.

Sin embargo, el resto del perfil tiene valores de Shmín que es controlado, lo que indica en principio, que no hay una fuerte anisotropía de las propiedades en las direcciones del todo el perfil, por lo que, es necesario para una mejor interpretación, poder compararlo con otro perfil geomecánico de la roca.

6.2.8 Análisis del perfil Sv (Esfuerzo Vertical)

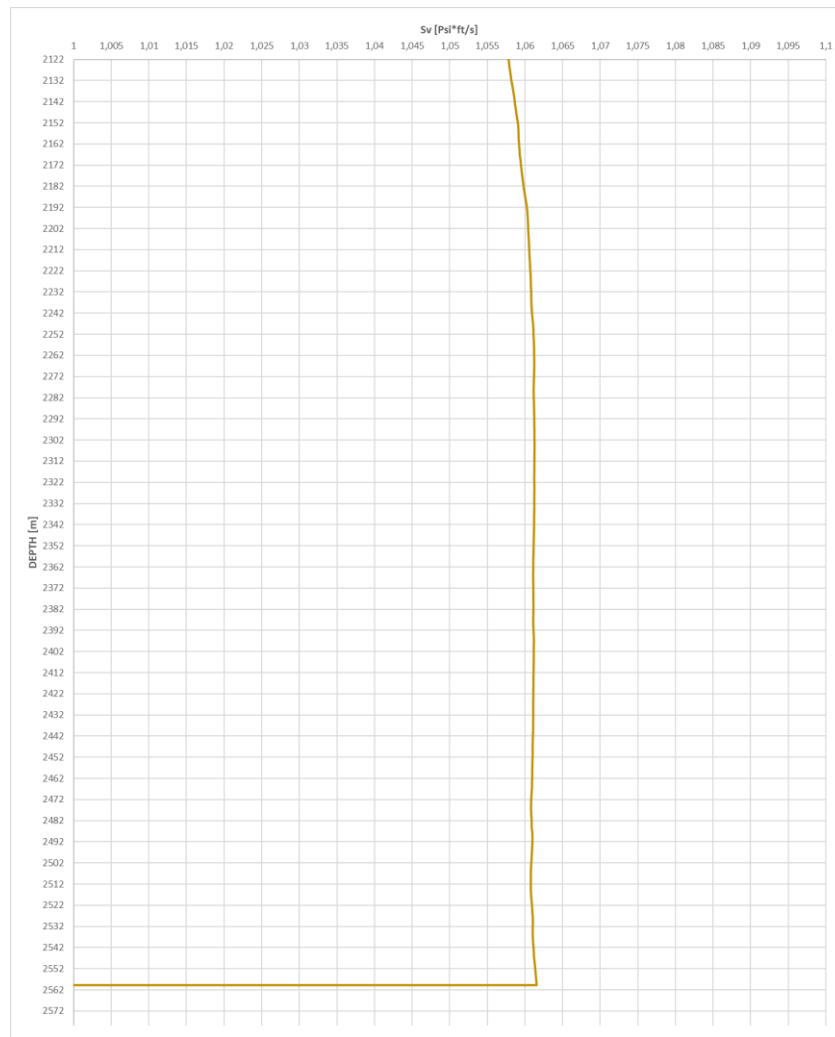


Figura 29. Perfil de Sv en psi*ft/s vs. Profundidad en metros.

A lo largo de la profundidad perfilada, el esfuerzo vertical (Sv) muestra una tendencia relativamente estable, con un valor que crece poco desde 2122 m hasta estabilizarse en un valor aproximado a 1.06 psi*ft/s a los 2240 m, sin variaciones significativas.

Interpretación y conclusión

Un valor de Sv constante sugiere una distribución uniforme del peso de las rocas en las profundidades del pozo. Este comportamiento podría indicar que las propiedades litológicas en términos de densidad y estructura de roca no varían drásticamente en el intervalo analizado, lo cual es común en formaciones shale.

La estabilidad de S_v implica que el esfuerzo diferencial entre S_v y $Sh_{mín}$ será principalmente influenciado por $Sh_{mín}$, que muestra más variabilidad en los intervalos de interés. Esto permite establecer un criterio para evaluar el comportamiento de la estimulación, ya que las zonas con $Sh_{mín}$ bajo en comparación con S_v serían las más propensas a fracturarse.

6.2.9 Análisis Combinado de S_v y $Sh_{mín}$ para determinar anisotropía y zonas óptimas de fractura

❖ Zonas de Alta Anisotropía (Diferencia marcada entre S_v y Sh_{min})

- **Profundidades: 2400-2450 m y 2480-2520 m.**

En estas profundidades, S_v muestra valores significativamente superiores a Sh_{min} , lo cual indica una alta anisotropía en el esfuerzo. Esto es ideal para la estimulación hidráulica, ya que la diferencia en esfuerzos favorece la apertura y propagación de fracturas inducidas en la dirección del esfuerzo mínimo, lo cual facilita la generación de conductos de flujo en la roca.

La alta anisotropía en estas zonas implica que una estimulación en este intervalo podría aprovechar la diferencia en esfuerzos para maximizar la propagación de las fracturas. Esto es favorable para un desarrollo eficiente del reservorio, especialmente en una formación tipo shale.

❖ Zonas de Baja Anisotropía (Diferencia menor entre S_v y Sh_{min})

- **Espesores entre 2250-2300 m y 2530-2560 m.**

En estas profundidades, los valores de S_v y Sh_{min} son más cercanos, indicando una baja anisotropía. Esta condición tiende a ser menos favorable para la propagación de fracturas, ya que la diferencia de esfuerzos no es suficiente para facilitar una apertura significativa en la roca.

Estas zonas son menos ideales para el desarrollo de la fractura, ya que, la baja anisotropía puede limitar la efectividad de las fracturas inducidas. Además, esta condición puede llevar a fracturas menos controladas, dificultando la optimización del flujo en el reservorio.

❖ Zonas de Anisotropía Intermedia

- **Espesores entre 2350-2400 m y 2450-2480 m.**

En estas profundidades, existe una diferencia intermedia entre S_v y S_{hmin} , lo cual sugiere una anisotropía moderada. Esta condición puede ser útil en áreas donde se requiere una estimulación controlada y menos extendida, permitiendo un diseño de fractura que se adapte a la geomecánica de la formación.

Las zonas de anisotropía intermedia pueden ser útiles en casos donde se necesita un control más preciso sobre el desarrollo de fracturas. Aunque no son tan óptimas como las zonas de alta anisotropía, ofrecen cierta capacidad de propagación de fracturas sin comprometer la integridad de la formación.

Conclusión General y Recomendación

Con base en este análisis, el intervalo comprendido entre **2400 a 2450 m** y la zona adicional entre **2480 y 2520 m** representan los mejores candidatos para la estimulación en una rama horizontal. Estas secciones muestran una alta anisotropía, lo cual es favorable para la estimulación hidráulica, permitiendo que las fracturas se desarrollen en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal (S_{hmin}). Esto no solo optimiza la apertura de fracturas, sino que también mejora el potencial de flujo en el reservorio.

6.3 Análisis integrado de los perfiles

Contenido de Arcillas y Calidad de la Roca (Gamma Ray vs. Poisson Ratio)

Zonas identificadas de alta arcillosidad: el intervalo entre 2260 a 2290 m mostró altos valores en el perfil de Gamma Ray y Poisson Ratio, indicando una mayor concentración de arcillas en esta sección. Este intervalo, aunque tiene una buena anisotropía, presenta alta arcillosidad, lo cual podría actuar como una barrera para la fractura, reduciendo la efectividad de la estimulación hidráulica en esta zona.

Presencia de Carbonatos (PEF vs. Módulo de Young Horizontal)

Zonas de alta presencia de carbonatos: El intervalo entre 2450 y 2500 m mostró altos valores de PEF, lo que indica una mayor probabilidad de contenido de carbonatos. La presencia de carbonatos es favorable para la estimulación hidráulica, ya que, estas zonas actúan como barreras naturales y evitan la propagación vertical excesiva de las fracturas, mejorando el control sobre el desarrollo de la fractura horizontal.

Calidad del Hidrocarburo (TOC y Saturación de Agua)

Zona de alto contenido orgánico y baja saturación de agua: El intervalo entre 2410 y 2450 m mostró el mayor contenido de TOC y una saturación de agua relativamente baja en comparación con otras zonas. Esta combinación es ideal, ya que el alto contenido orgánico sugiere un mayor potencial de hidrocarburo en la roca, y la baja saturación de agua indica una menor interferencia de agua en la producción.

Este intervalo es excelente para maximizar la productividad de la rama horizontal, debido al alto contenido de hidrocarburo aprovechable.

Anisotropía de Esfuerzos (Sv vs. Shmin)

Zonas con alta anisotropía: Se identificaron dos zonas de alta anisotropía, entre 2400 y 2450 m y entre 2480 y 2520 m. En estos intervalos, la diferencia significativa entre Sv y Shmin es favorable para el desarrollo de fracturas inducidas en la dirección del esfuerzo mínimo (Shmin), permitiendo un mejor control sobre la apertura y propagación de las fracturas.

Interpretación y Recomendación: La anisotropía elevada en estos intervalos es ideal para las fracturas hidráulicas en la rama horizontal, ya que facilita el desarrollo de conductos de flujo en la roca, maximizando el contacto efectivo entre la fractura y la formación productiva.

Conclusión Final: Intervalo Óptimo para la rama horizontal del pozo y fracturas.

Basado en el análisis de los perfiles y sus combinaciones, el intervalo óptimo para la ubicación de la rama horizontal se sitúa entre **2410 y 2450 m**. Este intervalo presenta las condiciones ideales para maximizar la efectividad de la estimulación hidráulica y la productividad del pozo:

- ✓ **Alta anisotropía de esfuerzos:** Esta zona permite el desarrollo eficiente de fracturas inducidas en la dirección del esfuerzo mínimo, favoreciendo la propagación horizontal.
- ✓ **Elevado contenido orgánico (TOC):** Mayor potencial de hidrocarburo aprovechable.
- ✓ **Baja saturación de agua (Sw):** Minimiza la interferencia de agua, favoreciendo la producción de hidrocarburos.



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA Y PETROLEO

- ✓ **Control de propagación vertical:** La presencia de carbonatos más abajo (2450-2500 m) ayudará a limitar la propagación vertical de las fracturas, mejorando el control sobre las fracturas y maximizando la producción en la zona deseada.

Para una optimización máxima, se sugiere perforar la rama horizontal en el intervalo **2410 a 2450 m** y realizar la estimulación hidráulica en múltiples etapas dentro de esta sección. Esta estrategia permitirá aprovechar las características petrofísicas y geomecánicas del reservorio en Vaca Muerta, asegurando un diseño de fractura eficiente que maximice la extracción de hidrocarburos del reservorio shale.

CAPÍTULO VII: ELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA, CRITERIOS OPERATIVOS EN LA FRACTURA Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA OPERACIÓN

Para este análisis, se compararán cinco técnicas de estimulación hidráulica en pozos no convencionales más comunes hasta la fecha con el fin de elegir la más conveniente al proyecto del pozo.

1. **Plug & Perf con Wireline:**
2. **Plug & Perf con Coiled Tubing (CTU):**
3. **Stage Frac en Pozo Abierto (OH - Open Hole):**
4. **Stage Frac con Camisas Cementadas (CEM) - Sliding Sleeves:**
5. **Abrasive Jetting Perforation and Annulus Pumping (AJPAP):**

Para analizar cada técnica, se usarán seis criterios clave:

Criterio	Descripción
Costos	Costos de operación, logística y materiales.
Riesgo de arenamiento	Posibilidad de que el agente de sostén migre y afecte a la producción.
Precisión del inicio de fractura	Control sobre la ubicación y orientación de las fracturas.
Conectividad del NWB	Capacidad de mantener conectividad entre las fracturas y la formación.
Tortuosidad	Adaptabilidad de la técnica con la geometría requerida de la fractura.
Riesgos operativos	Potenciales fallos, problemas mecánicos, limitaciones operacionales.

Tabla 2. Criterios principales para la selección de técnica de estimulación del pozo exploratorio.

Cada técnica será clasificada en una escala del 1 al 10 (siendo 1 la peor opción y 10 la mejor para ese criterio). A continuación, se muestran las puntuaciones de cada una de las técnicas según los criterios establecidos en la Tabla 2.

Técnica	Costo	Arenamiento	Precisión	Conductividad	Tortuosidad	Riesgo Operativo
Plug & Perf con wireline	10	6	8	7	5	6
Plug & Perf con CT	2	6	8	8	8	9
Stage frac (OH)	6	4	5	8	8	6
Camisas Cementadas	7	5	7	8	6	8
AJPAP	2	7	8	9	8	5

Tabla 3. Puntuación de los criterios de evaluación en cada técnica de estimulación.

Algunas notas a tener en cuenta sobre estas las puntuaciones:

- ✓ P&P con wireline tiene bajo costo, pero puede generar tortuosidad.
- ✓ P&P con Coiled Tubing tiene un costo muy elevado, pero tiene un mayor control de la operación.
- ✓ Stage frac en pozo abierto con una camisa iniciadora es una de las opciones más baratas, pero tiene poca precisión en la ubicación de las fracturas.
- ✓ La técnica con camisas cementadas tiene buena precisión, pero es más costosa y compleja.
- ✓ AJPAP es una de las técnicas con mayor conductividad y tortuosidad controlada, pero implica un costo muy importante, por lo que se suele utilizar más como una técnica para iniciar fracturas en pozos con ramas horizontales profundas para tener un mayor control.

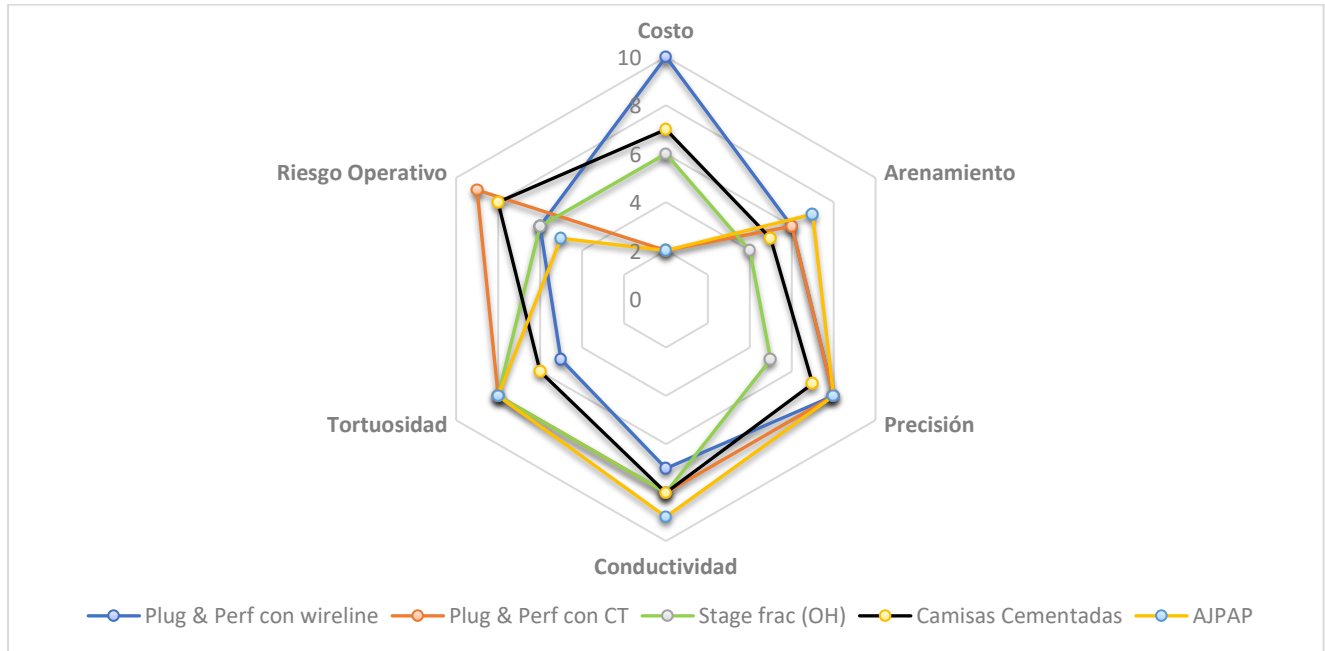


Figura 30. Perfil de Sv en psi*ft/s vs. Profundidad en metros.

7.1 Conclusión sobre la elección de la técnica de estimulación.

El análisis comparativo de las distintas técnicas evaluadas, ha permitido identificar las opciones más adecuadas en función de criterios técnicos y operacionales. El análisis gráfico de la figura 30, obtenido mediante el método de evaluación de radar muestra que las dos opciones más favorables para la aplicación en el pozo bajo estudio son:

A) Plug & Perf con Wireline y Pump Down, con una camisa iniciadora, por ser la opción con uno de los menores costos operativos y alta velocidad de ejecución. La implementación de una camisa iniciadora, también reducir los riesgos de pesca de la herramienta de wireline, lo que facilita el inicio de las primeras etapas de fractura en la zona más alejada de la rama horizontal. Asimismo, al utilizar el método Plug & Perf en el resto del pozo, se obtiene una mejor distribución de las fracturas, favoreciendo la conectividad del reservorio y la eficiencia del drenaje.

B) Plug & Perf con Coiled Tubing (CTU), por ser altamente efectiva en entornos donde la tortuosidad del pozo y la precisión en la colocación de los tapones y los punzados son factores determinantes. Si bien los costos y los tiempos operativos son mayores en comparación con la



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA Y PETROLEO

opción anterior, esta tecnología minimiza riesgos operacionales y de arenamiento, lo que puede ser crítico en un pozo exploratorio con datos limitados de producción en la región.

Las demás opciones presentan limitaciones técnicas y operativas que disminuyen su viabilidad para este caso de estudio. El Stage Frac en Pozo Abierto (OH) y el Stage Frac con Camisas Cementadas (CEM) ofrecen menor flexibilidad en el diseño de fracturas y pueden incrementar los costos de intervención posterior. Por su parte, el método Abrasive Jetting Perforation and Annulus Pumping (AJPAP) permite una operación continua y sin necesidad de rotar tapones, pero su alto costo por la dependencia total de equipos de Coiled Tubing lo hacen menos viable para esta instancia.

En conclusión, la tecnología más adecuada para la estimulación del pozo en estudio es el método Plug & Perf con Wireline y Pump Down, complementado con una camisa iniciadora, debido a su balance entre eficiencia, costo, riesgos operativos y calidad de la fractura.

7.2 Análisis de los parámetros de fractura hidráulica

El diseño de una fractura hidráulica eficiente requiere la selección adecuada de varios parámetros operativos que impactan directamente en la productividad del pozo. En este capítulo, se presentan los criterios de diseño seleccionados para la estimulación del pozo analizado, basados en datos históricos de fracturas realizadas en reservorios no convencionales de la Cuenca Neuquina. Para la selección de estos parámetros, se analizaron datos publicados en el Capítulo IV de la Secretaría de Energía (Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles), considerando exclusivamente pozos horizontales en reservorios no convencionales realizados entre el abril de 2010 hasta marzo de 2025.

Tipo de agente de sostén y tamaño

Según los datos analizados, el promedio de arena bombeada en los pozos no convencionales con rama horizontal en la Cuenca Neuquina del último año 2024 es de **10.390 toneladas de arena nacional y 1.000 toneladas de arena importada**, lo que refleja una clara tendencia hacia el uso de arena de origen nacional.

Esto se debe a la disponibilidad y costos más bajos de la arena natural en comparación con agentes de sostén importados como arena resinada o cerámicos. Si bien estos últimos presentan ventajas en términos de resistencia mecánica, su uso está reservado para condiciones específicas donde se requiere mayor resistencia al cierre de fracturas o menor riesgo de trituración.

La figura 31, representa la distribución del uso de arena natural de origen nacional y arena cerámica importada en valores de toneladas. El histograma superpone el uso de ambas arenas considerando todos los pozos no convencionales del conjunto de datos del Capítulo IV, sin incluir aquellos con cero toneladas bombeadas (ya que esto refleja pozos que no utilizaron arenas). En él, se puede ver un cambio claro de la tendencia del uso de arena natural desde el año 2016 a la fecha.

Los valores promedios de las toneladas de arena bombeada que acompañan a las celdas, fueron calculados como el promedio aritmético de las toneladas bombeadas de cada tipo de

arena, considerando exclusivamente los valores no nulos. El valor promedio para 2025, sólo tiene en cuenta los datos de pozos publicados hasta el mes de marzo.

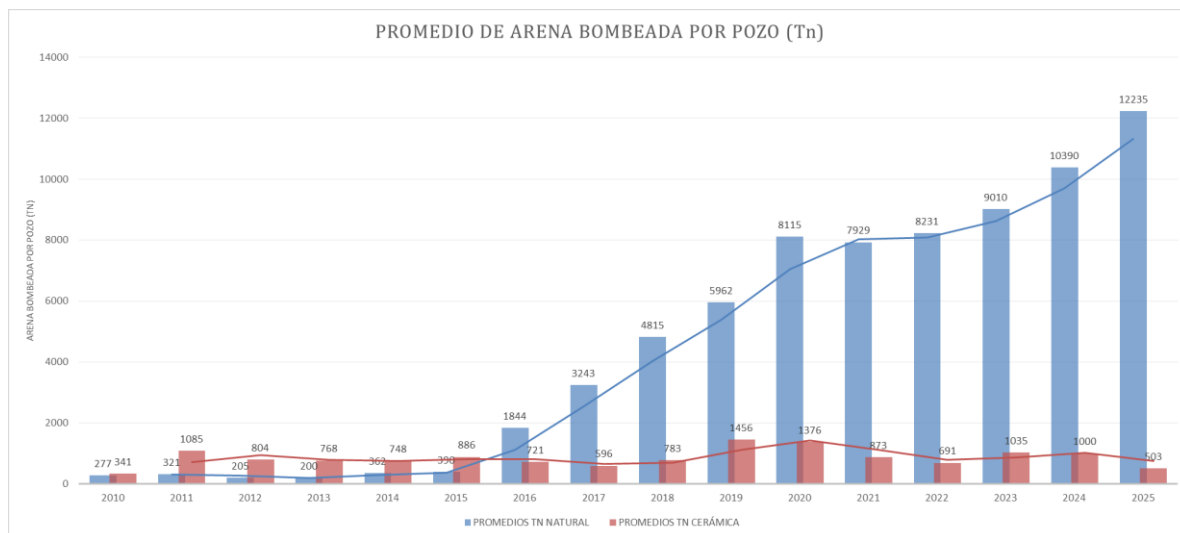


Figura 31. Histograma de distribución de toneladas de arenas naturales y cerámicas en pozos de Vaca Muerta.

Como se mencionó en el capítulo 4, los tamaños de malla más utilizados en Vaca Muerta son 30/50, 40/70 y 100 mesh, dado que proporcionan un buen equilibrio entre la resistencia al cierre de fractura, tienen una buena capacidad de transporte y conductividad. **Para el diseño de la estimulación hidráulica del pozo seleccionado, se propone el uso de arena natural nacional con una granulometría inicial de 100 mesh, y luego un bombeo posterior de una granulometría de 40/70 mesh.** Esta selección se fundamenta en prácticas operativas comunes en la Cuenca Neuquina y en estudios técnicos recientes sobre optimización de la conductividad en reservorios tipo shale.

El uso inicial de arena 100 mesh responde a su capacidad para alcanzar zonas lejanas del pozo y penetrar fracturas naturales de menor apertura en el reservorio. Al colocar primero arenas finas, se busca asegurar el ingreso en estas microfracturas y mantenerlas abiertas, aumentando la conectividad del sistema de fracturas naturales y maximizando la eficiencia del flujo en la fractura inducida. Posteriormente, bombeando arena de mayor tamaño (40/70) y quedando colocada en la zona del near-wellbore, se obtiene una mejor conductividad, permitiendo mantener abierta la fractura en la zona de los punzados, en donde la presión diferencial es más alta y el flujo es más intenso.

Con esta combinación y disposición del agente de sostén, se busca aumentar la recuperación de los hidrocarburos, reduciendo el riesgo de cierre prematuro de fracturas en zonas lejanas al pozo.

Tipo de fluido de fractura

Tradicionalmente, los fluidos de fractura utilizados en Vaca Muerta eran geles reticulados (XL), debido a su alta viscosidad y capacidad de transporte de arena. Sin embargo, en los últimos años se ha adoptado el uso de **High Viscosity Friction Reducers (HVFRs)** como alternativa debido a su eficiencia operativa y menor impacto en la formación.

Actualmente, los HVFRs son el fluido de fractura predominante en los desarrollos de shale en la Cuenca Neuquina, gracias a las siguientes ventajas:

- ✓ Reducción del volumen de polímero necesario en comparación con geles XL.
- ✓ Menor daño a la formación por residuos poliméricos.
- ✓ Mayor eficiencia en el transporte de arena a menor viscosidad.
- ✓ Facilidad en el bombeo a altas tasas sin necesidad de equipos adicionales.

Los datos publicados en el Capítulo IV de la secretaría de energía, no especifican el tipo de fluido utilizado en cada pozo, la selección de **HVFR** se justifica por su adopción generalizada en los desarrollos recientes en la cuenca y por una serie de criterios analizados en la siguiente tabla:

CRITERIO	HVFR	Gel XL
Costo	7	5
Eficiencia de transporte	6	9
Reducción de fricción	9	6
Daño a la formación	9	5
Recuperación de fluido	9	6

Tabla 4. Criterios de comparación entre HVFR y Gel XL.

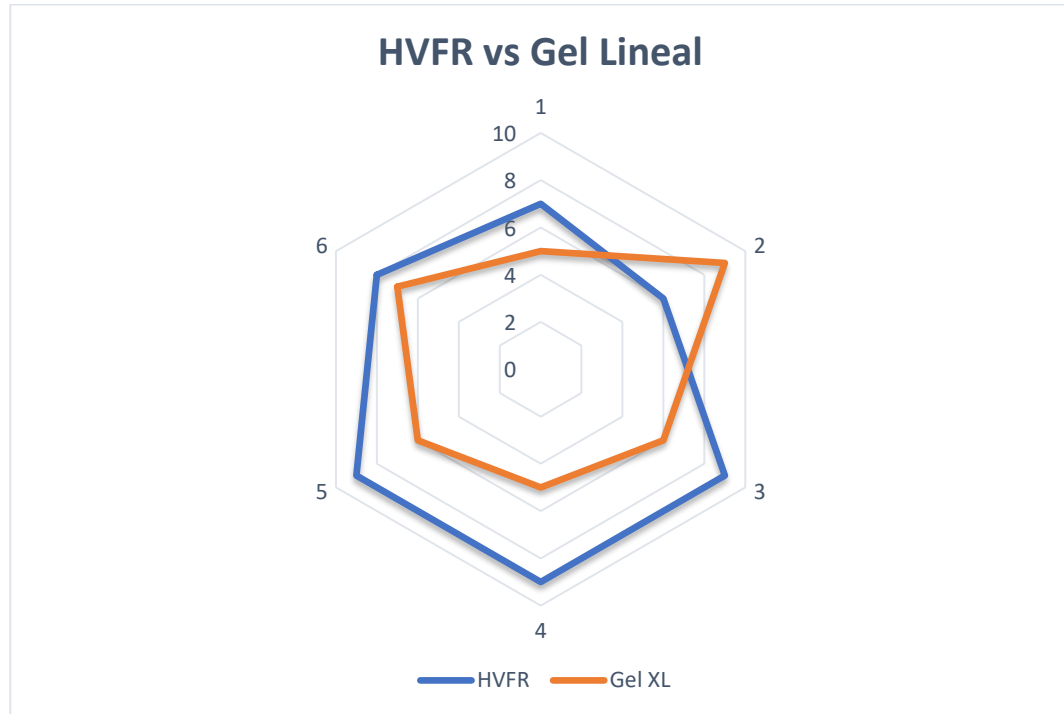


Figura 32. Gráfico radar para la comparación entre los dos tipos de geles.

Longitud de la rama horizontal y cantidad de etapas de fractura

La longitud de la rama horizontal es un factor determinante en el diseño del pozo, ya que influye directamente en la cantidad de etapas de fractura requeridas para maximizar el contacto con la roca productiva.

La figura 33, muestra una clara tendencia a incrementar el largo de las ramas horizontales de los pozos de Vaca Muerta, lo que permite aumentar la eficiencia del drenaje de la formación y se condice también con la figura 34 que muestra un aumento del número de etapas por pozo.

Según los datos analizados, la longitud promedio de la rama horizontal en los pozos de estudio para pozos no convencionales en 2024 en Vaca Muerta es de **2.686 metros y 2.959 metros** para los pozos realizados hasta 2025, con una cantidad promedio de **43 etapas de fractura por pozo (2024) y 52 para el promedio hasta marzo de 2025.**

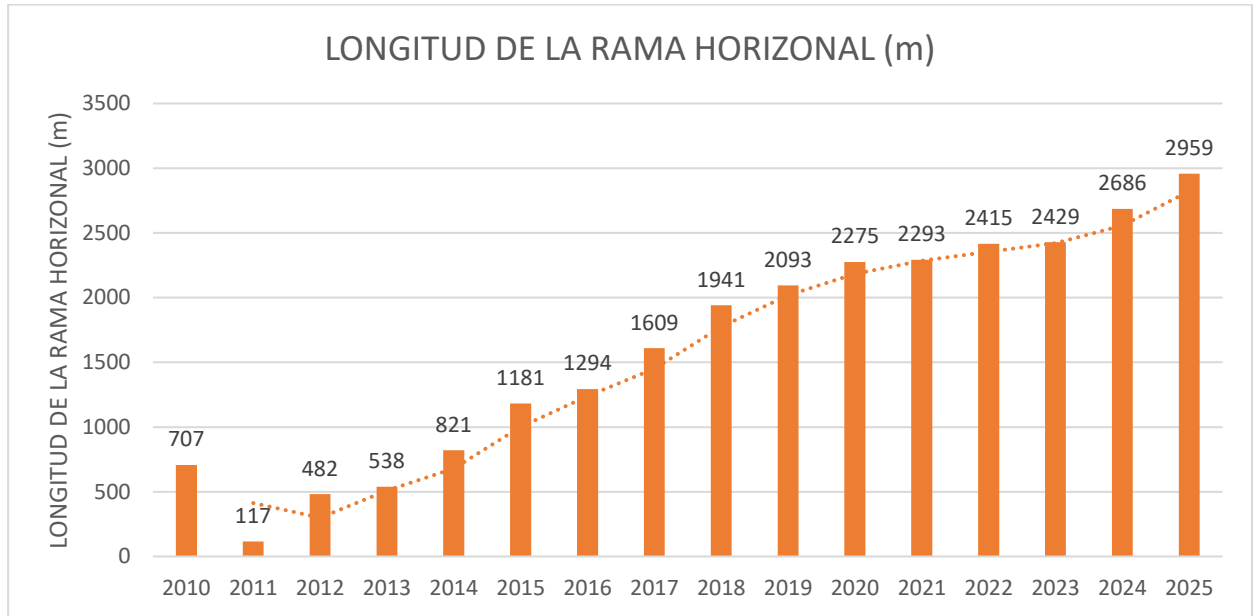


Figura 33. Longitud de la rama horizontal en metros.

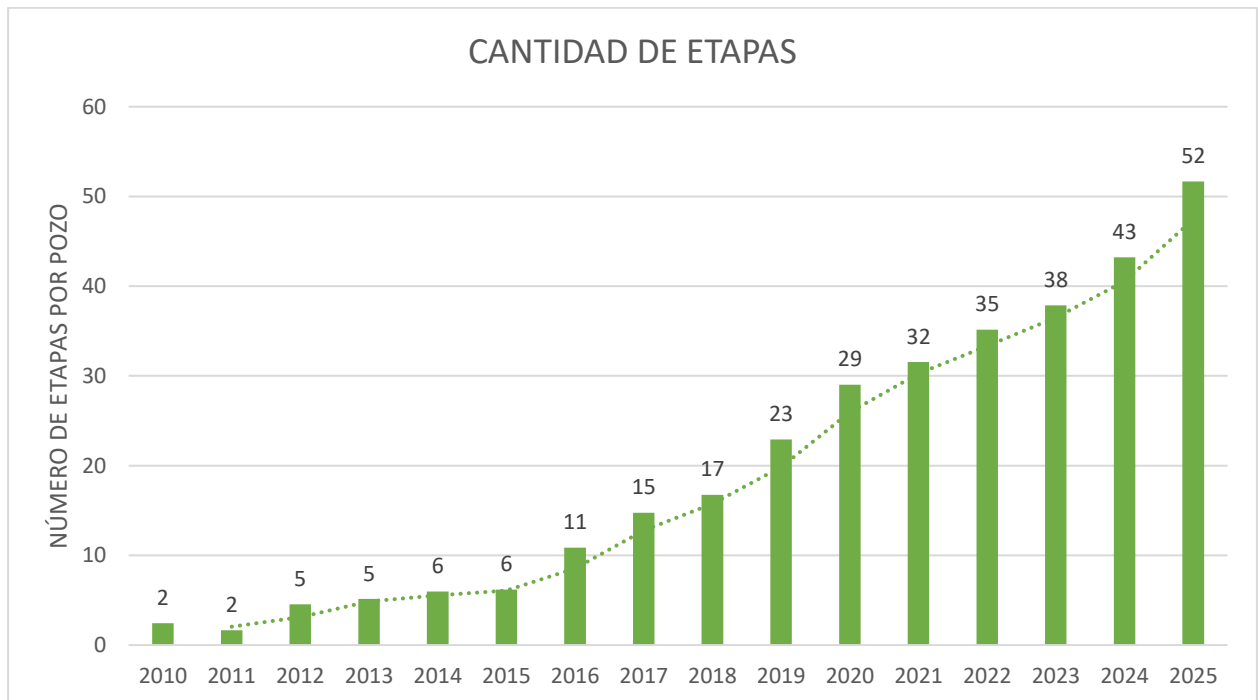


Figura 34. Cantidad de etapas realizadas en cada pozo no convencional de Vaca Muerta

Cantidad de agua bombeada

El volumen total de agua inyectada en la fractura hidráulica es un parámetro clave, ya que determina la extensión de la fractura y la eficiencia del transporte de agente de sostén. Basándose

en el análisis de los datos históricos de fractura en pozos no convencionales con rama horizontal en la Cuenca Neuquina, se obtuvo un valor promedio de los pozos del último año 2024 de **61.955 m³ de agua bombeada por pozo** y si se tuviera en cuenta sólo los pozos hasta marzo de 2025, el promedio sería de **75.886 m³**.

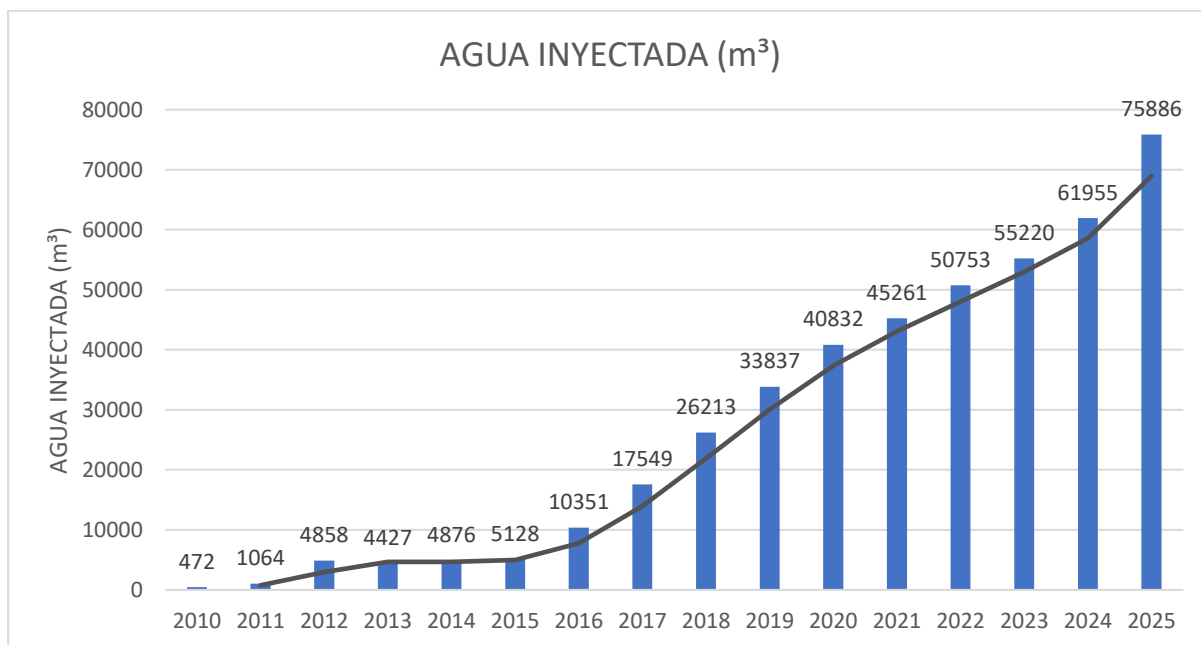


Figura 35. Cantidad de agua utilizada en metros cúbicos, para fracturar pozos no convencionales en formación Vaca Muerta

Este valor está en línea con los requerimientos hidráulicos típicos para la estimulación de reservorios tipo shale, donde se requiere un alto volumen de fluido para generar múltiples etapas de fractura en la sección horizontal del pozo. Se puede observar un claro incremento en el volumen de agua desplazada, que se condice con el aumento de la cantidad de etapas y largo de las fracturas.

Presión máxima de operación

La presión máxima de operación en un tratamiento de fractura hidráulica está determinada por varios factores:

Resistencia mecánica del casing: La tubería de revestimiento debe ser capaz de soportar la presión de bombeo sin comprometer su integridad estructural.

Capacidad de los equipos de fractura: En Argentina, los equipos utilizados en fractura están diseñados para trabajar con presiones de hasta 15.000 psi, aunque en la práctica, las presiones operativas suelen estar entre **9.000 y 12.000 psi**.

Gradiente de fractura de la formación: Determina la presión requerida para iniciar y propagar la fractura en la roca.

El análisis de los datos históricos de fractura indica que la presión promedio utilizada en los pozos de la base de datos es de **11.324 psi** para 2024 y **11.808 psi** para los pozos realizados hasta marzo del 2025, lo que proporciona una referencia adecuada para el diseño de presión del pozo en estudio.

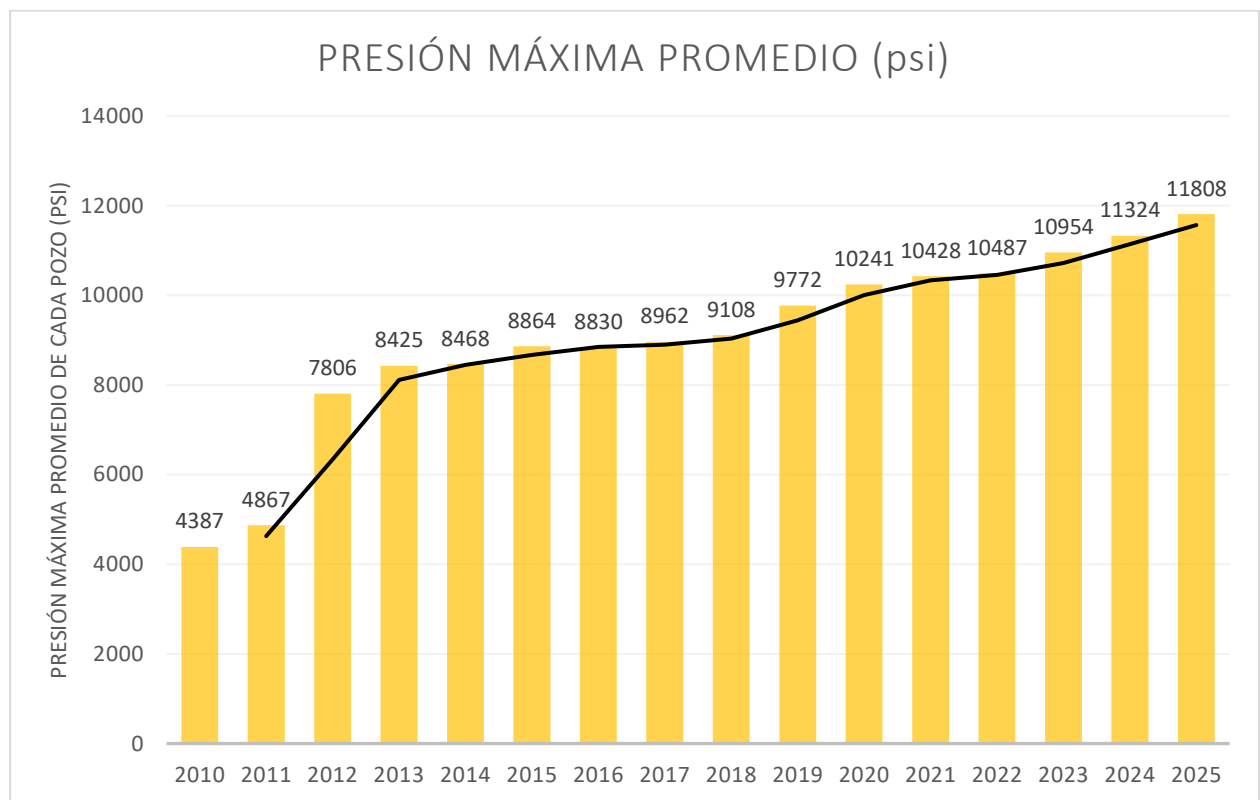


Figura 36. Distribución de la presión máxima en psi de fractura en pozos no convencionales de Vaca Muerta.

También es importante mencionar que de los datos publicados del Capítulo IV, pozos como el YPF,MdN,AN,x-101(h) y el YPF,MdN,PBN,x-101(h), ambos realizados en 2023 para la empresa YPF y que se encuentran cercanos al área de concesión del pozo de estudio, tienen una presión máxima de operación de alrededor de **10.100 psi**.

Conclusión

Los parámetros seleccionados para el diseño de fractura hidráulica del pozo en estudio se han basado en datos operativos recientes de la Cuenca Neuquina, garantizando la viabilidad técnica y económica de la operación. Se justifica el uso de **12.300 tn de arena natural de origen nacional** como agente de sostén con un **bombeo inicial de 100 mesh y final de 40/70 mesh**, **HVFR** como fluido de fractura, y teniendo en cuenta los valores comprendidos entre enero de 2024 a marzo de 2025, se propone el uso de un volumen de agua bombeada de **68.920 m³**, una **longitud de rama horizontal de 2.823 metros**, y **47 etapas de fractura**, y una presión máxima de operación de **10.100 psi**, teniendo en cuenta los valores del último año y de pozos cercanos.

Estos valores reflejan el estándar actual de operación en pozos horizontales de shale en Vaca Muerta y garantizan un diseño de fractura alineado con las mejores prácticas de la industria.

7.4 Análisis económico del diseño de la fractura hidráulica

Para complementar el diseño técnico del tratamiento de fractura hidráulica propuesto en el presente trabajo, se realizó un análisis económico basado en datos proporcionados por el consultor privado Jorge Chadwick (com. pers., 2025). Este análisis permite dimensionar los costos asociados a cada componente operativo involucrado en la terminación del pozo.

En la Tabla 5, se detallan los principales rubros de costos asociados al acondicionamiento del pozo, la adquisición y logística del agente de sostén, la logística del agua de tratamiento, el fluido de fractura y los equipos utilizados en el bundle de fractura hidráulica. El total estimado para el diseño propuesto alcanza un valor aproximado de **6,4 millones de dólares estadounidenses (USD)**.

Este análisis permite tener una referencia económica preliminar del tratamiento diseñado, y constituye un insumo clave para la planificación presupuestaria de futuras operaciones similares.

Variables	Costos	Unidades	Totales
Acondicionamiento	300000	usd	30000
Arena	130	usd/tn	1599000
Logística arena	30	usd/tn	369000
Logística de Agua	6	usd/m3	413520
Fluido	17	usd/m3	1171640
Bundle (set de Fractura)	60000	usd/etapa	2820000
Total (Millones de usd)			6,40

Tabla 5. Estimación de costos asociados al diseño de fractura hidráulica (Fuente: Jorge Chadwick, com. pers., 2025).

La figura 37, muestra de manera visual la distribución de los costos. Se destaca que el ítem con mayor peso relativo en el presupuesto corresponde al costo de los bundles de fractura, seguido por la adquisición de arena y el fluido de fractura. Estos resultados son coherentes con experiencias operativas previas en la Cuenca Neuquina, donde los costos asociados a la realización de las etapas de fractura representan una parte sustancial del presupuesto total de desarrollo en reservorios no convencionales.

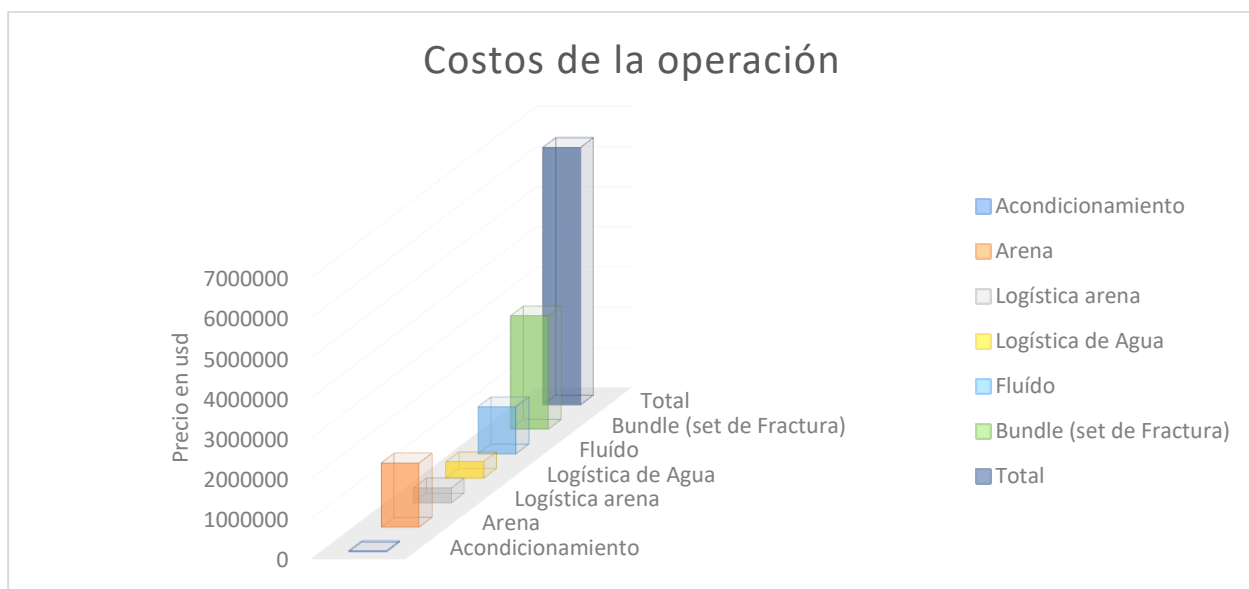


Figura 37. Distribución de costos por rubro en el tratamiento de fractura hidráulica.

CAPÍTULO VIII: RECOMENDACIONES PARA UN POSIBLE POZO EXPLORATORIO EN LA FORMACIÓN VACA MUERTA

Para maximizar el desarrollo del pozo y garantizar la eficacia de la estimulación hidráulica, se proponen las siguientes recomendaciones técnicas, basadas tanto en estudios recientes (OTC-31942-MS, 2022), como en la experiencia operativa en la Cuenca Neuquina.

8.1 Monitoreo microsísmico

La microsísmica es una técnica clave para caracterizar cómo se desarrollan las fracturas hidráulicas en tiempo real. En particular, permite observar la geometría tridimensional del crecimiento de la fractura, incluyendo la longitud, altura y ramificación de la misma, lo que en el contexto de Vaca Muerta puede ayudar a detectar desarrollos dendríticos complejos, que representan fracturas que se ramifican en múltiples direcciones, mejorando el contacto con la roca generadora.

El uso de datos microsísmicos sería fundamental para corroborar si la fractura se ha propagado conforme a lo diseñado, si ha alcanzado zonas no deseadas (como capas adyacentes o zonas de agua) o si hay una mala distribución del agente de sostén dentro de la fractura. Además, su uso ayudaría a ajustar el modelo geomecánico en tiempo real y optimizar las siguientes etapas de fractura.

8.2 Perfil de imágenes para caracterización del esfuerzo máximo horizontal ($SH_{máx}$) y fracturas naturales

En contextos como Vaca Muerta, la incorporación de un perfil de imágenes permite inferir el régimen de esfuerzos a partir de la orientación y apertura de las fracturas. Esta información es esencial para decidir la orientación óptima de la rama horizontal (idealmente perpendicular a $SH_{máx}$), con el objetivo de que las fracturas hidráulicas se desarrollen transversalmente y de manera simétrica, maximizando así el volumen de roca estimulada y la

productividad esperada. Además, permitiría caracterizar la red de fracturas naturales que tiene el reservorio, ya sean abiertas, cementadas o sin cementar.

La incorporación de un perfil de imágenes permitiría reducir la incertidumbre del modelo estructural, mejorar la planificación del pozo y reducir el riesgo de desviaciones que afecten la conectividad con el reservorio.

8.3 Seguimiento de trayectoria de perforación

El monitoreo continuo de la trayectoria de perforación resulta fundamental en pozos horizontales en formaciones tipo shale como Vaca Muerta, ya que permite asegurar que la rama lateral se mantenga dentro del intervalo objetivo previamente definido durante la caracterización geológica y geomecánica. Una desviación significativa podría comprometer la calidad del reservorio interceptado, afectar la orientación respecto al esfuerzo máximo horizontal (SHmax) y disminuir la eficacia del tratamiento de fractura hidráulica.

La correcta trayectoria también minimiza problemas operativos asociados a la tortuosidad, como el incremento en las presiones de fricción durante el bombeo, mayor desgaste de equipos o incluso la imposibilidad de llegar hasta el extremo de la rama con herramientas como wireline o coiled tubing. Un control preciso y en tiempo real de la trayectoria mediante MWD, permitiría realizar ajustes, mantener la inclinación y dirección adecuadas.

8.4 Monitoreo con fibra óptica

El uso de fibra óptica permite registrar en tiempo real y a lo largo de todo el pozo, variaciones térmicas mediante DTS (Distributed Temperature Sensing) y vibraciones acústicas mediante DAS (Distributed Acoustic Sensing), proporcionando una visualización continua del comportamiento de la fractura en cada etapa.

En formaciones como Vaca Muerta, caracterizadas por su fuerte anisotropía y heterogeneidad, la información obtenida a través de fibra óptica sería de vital importancia para poder detectar con precisión qué etapas y clústeres están recibiendo mayor o menor aporte de fluido y agente de sostén. Esto es fundamental para identificar desequilibrios en la distribución del tratamiento, problemas de diseño como desvíos de fluidos, o incluso defectos en los clústers.

Además, permite evaluar fenómenos como interferencia entre fracturas o fracturas asimétricas que podrían comprometer la conectividad con la roca generadora.

Otra ventaja significativa es que este tipo de monitoreo no requiere interrupción de la operación. Si bien su implementación implica un costo adicional, su valor como herramienta de diagnóstico y optimización en tiempo real lo convierte en una excelente inversión en pozos exploratorios y pilotos, donde la información adquirida permite mejorar diseños futuros (OTC-31942-MS, 2022).

8.5 Uso de trazadores químicos para evaluación post-fractura

Una herramienta de monitoreo post-estimulación de gran valor diagnóstico es la utilización de trazadores químicos diferenciados por etapa de fractura. Estos compuestos, detectables en bajas concentraciones, se incorporan al fluido de tratamiento durante cada etapa y permiten, una vez puesto el pozo en producción, identificar con precisión qué zonas están contribuyendo efectivamente al flujo de hidrocarburos.

Tal como mencionan trabajos presentados en el marco de la OTC y SPE, esta metodología ha sido implementada con éxito en la Cuenca Neuquina para caracterizar la efectividad por etapa, mejorar el diseño de futuras fracturas y optimización de recursos.

A través del análisis de muestras tomadas en superficie se pueden detectar los trazadores específicos de cada etapa. Su utilización podría ayudar a validar la efectividad del diseño de terminación, detectar zonas no conectadas, y comparar los resultados reales con las predicciones realizadas mediante simulación. Además, los datos obtenidos pueden integrarse con otros métodos como PLT, DAS/DTS o microsísmica, generando una visión completa del desempeño del pozo.

8.6 Ensayos de producción con PLT (Production Logging Tool)

Una vez que el pozo ha sido completado y puesto en producción, sería esencial poder contar con herramientas de diagnóstico que permitan evaluar el desempeño real de cada etapa de fractura. En este sentido, la ejecución de un ensayo PLT (Production Logging Tool) es una de las metodologías más efectivas para conocer con precisión el perfil de producción a lo largo de la rama horizontal. Esta herramienta mide variables como caudal, presión, temperatura y

composición de los fluidos en distintos puntos del pozo, lo que permitiría identificar qué zonas contribuyen a la producción y cuáles no.

Asimismo, los resultados del PLT se podrían correlacionar con los datos obtenidos mediante trazadores químicos, DAS/DTS o registros de presión, generando una visión integral del desempeño del pozo.

8.7 Ensayo de presión DFIT (Diagnostic Fracture Injection Test)

Antes de ejecutar la fractura hidráulica principal, es altamente recomendable realizar un ensayo de presión conocido como DFIT (Diagnostic Fracture Injection Test). Este procedimiento consiste en inyectar una pequeña cantidad de fluido en la formación sin utilizar agente de sostén, con el objetivo de generar una mini fractura que luego se deja cerrar de forma natural. Durante este proceso, se registra la evolución de la presión en función del tiempo, lo que permite obtener información crítica sobre las condiciones geomecánicas y de fluido del reservorio.

Entre los principales parámetros que pueden derivarse de un DFIT se encuentran la presión de cierre (indicativa del esfuerzo mínimo horizontal), la permeabilidad efectiva de la formación, y la eficiencia del sistema de fractura. Esta información es clave para diseñar de manera más precisa el tratamiento de fractura hidráulica, ajustando la presión de bombeo, la cantidad de agente a bombear, número de etapas y el volumen de fluido necesario. Además, permite anticipar fenómenos como screen-out, pérdidas excesivas de fluido o propagación de fracturas hacia zonas no deseadas.

En el contexto de Vaca Muerta, donde la complejidad geomecánica es significativa y cada pozo representa una inversión considerable, el uso de DFIT en pozos exploratorios es una práctica sumamente valiosa. Incorporar esta práctica en la etapa previa a la estimulación mejoraría las probabilidades de éxito y permitiendo un uso más eficiente de los recursos disponibles.

CAPÍTULO IX: CONCLUSIONES FINALES

El desarrollo de un programa de terminación y estimulación para un pozo exploratorio en la formación Vaca Muerta, implicó un abordaje integral y multidisciplinario que permitió integrar criterios geológicos, petrofísicos, geomecánicos, operativos y estadísticos para seleccionar la zona óptima de navegación y proponer un diseño de fractura hidráulica técnicamente viable y alineado con las condiciones reales de operación en la Cuenca Neuquina.

Desde el punto de vista **geológico y petrofísico**, se logró identificar un intervalo con alto contenido orgánico (TOC), baja saturación de agua (S_w) y adecuada porosidad efectiva, lo cual permitió reconocer un espesor de formación con excelentes propiedades de reservorio. Además, el análisis del factor fotoeléctrico (PEF) facilitó la delimitación de capas ricas en carbonatos, las cuales aportan rigidez mecánica favorable para la propagación de fracturas. Esta caracterización contribuyó significativamente a la identificación de un intervalo de entre 2410 a 2450 metros de profundidad como la zona más apta para la perforación horizontal.

Desde el enfoque **geomecánico**, se evaluaron perfiles de módulo de Young, relación de Poisson, esfuerzo vertical (S_v) y esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}), permitiendo analizar la anisotropía del campo de esfuerzos. Esta información resultó clave para estimar la contención vertical de fracturas, orientar la rama horizontal según el $S_{Hmáx}$ y evitar propagaciones no deseadas. El diseño fue complementado con modelos simplificados del cubo de esfuerzos y de propagación de fracturas, asegurando una adecuada planificación de las etapas de estimulación.

En términos **técnico/operativos**, se evaluaron múltiples técnicas de estimulación disponibles para pozos no convencionales. A través de un análisis comparativo multicriterio expresado en un gráfico radar, se concluyó que la alternativa más adecuada es la técnica Plug and Perf con wireline, en conjunto con pump down, tapones solubles y una camisa iniciadora para la sección final del pozo. Esta configuración equilibra eficiencia operativa, bajo riesgo técnico y costos moderados, lo que la convierte en una solución robusta y adaptable para un pozo exploratorio.

Desde la perspectiva **estadística y metodológica**, se realizó una revisión de más de 4000 pozos horizontales no convencionales registrados en el Capítulo IV de la Secretaría de Energía, a

fin de justificar parámetros clave como longitud de rama horizontal, número de etapas, volumen de agua inyectada, presión máxima de operación, tipo de fluido, tipo de agente de sostén y tamaño de malla. Esto permitió diseñar un programa realista, fundamentado en datos regionales, y alineado con las prácticas más frecuentes y exitosas de la industria.

Desde el punto de vista económico, el diseño propuesto prioriza una relación costo-beneficio favorable, especialmente relevante en un contexto exploratorio donde la incertidumbre geológica y productiva es mayor. Para sustentar esta afirmación, se realizó un análisis económico simplificado considerando los principales componentes de costo de la operación de estimulación hidráulica. Los ítems analizados incluyeron los costos de arena, logística de transporte, acondicionamiento, logística de agua, volumen de fluido de fractura requerido y el costo del set de fractura (bundle). El análisis arrojó un costo total estimado de 6,4 millones de dólares (USD) para llevar adelante el programa completo de fractura hidráulica, siendo el set de fractura (bundle) y el agente de sostén los componentes de mayor peso en la estructura de costos. Esta evaluación permite entender cómo cada variable impacta en el presupuesto general de la operación, y contribuye a tomar decisiones más informadas en escenarios futuros.

Además, se plantearon una serie de **recomendaciones técnicas** clave para maximizar la efectividad de la estimulación hidráulica y reducir la incertidumbre asociada al comportamiento del reservorio. Se destaca el uso de monitoreo microsísmico, para evaluar el desarrollo y orientación de las fracturas en tiempo real, así como la adquisición de registros de imágenes para confirmar la dirección del esfuerzo máximo horizontal (SH_{máx}) y validar la alineación de la rama horizontal. También se resalta la importancia de realizar un seguimiento detallado de la trayectoria de perforación, para asegurar que la rama se mantenga dentro del espesor objetivo previamente identificado, minimizando la tortuosidad y optimizando el contacto con la roca generadora.

En etapas posteriores, se sugiere incorporar tecnologías de fibra óptica distribuida (DTS/DAS), que permiten monitorear la respuesta térmica y acústica de cada etapa de fractura en tiempo real, mejorando el control operativo y permitiendo ajustar el tratamiento si fuera necesario. A ello se suma el uso de trazadores químicos diferenciados por etapa, los cuales permiten evaluar qué zonas de la rama efectivamente contribuyen a la producción, sin necesidad de intervenciones invasivas.



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA Y PETROLEO

Por último, se proponen prácticas de validación post-fractura como la realización de ensayos de producción con PLT y pruebas de presión diagnóstica (DFIT), herramientas que aportan información valiosa sobre el comportamiento mecánico de la formación, la efectividad del diseño de fractura y el potencial productivo por etapa.

El trabajo realizado constituye un aporte valioso para el desarrollo de nuevos pozos exploratorios en Vaca Muerta, al integrar múltiples disciplinas en una propuesta operativamente viable, económicamente sustentable y técnicamente fundamentada.

ANEXO

A1. Análisis del perfil de porosidad (Phie):

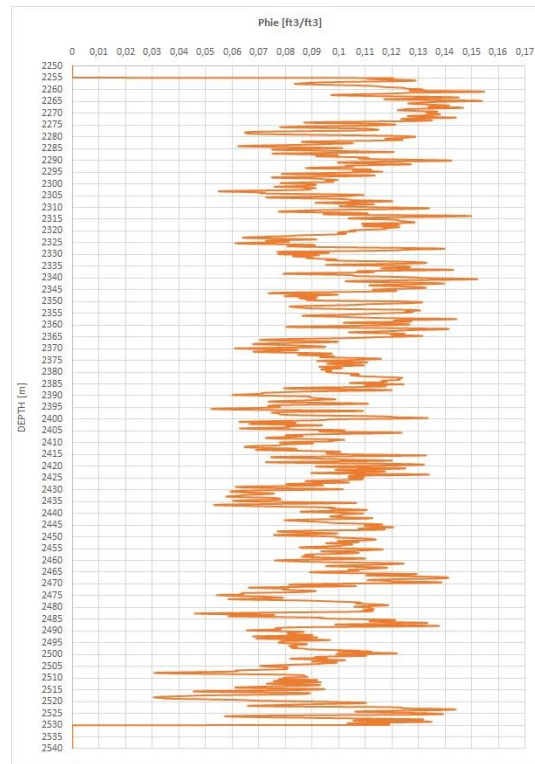


Figura 38. Porosidad medida en ft^3/ft^3 y Profundidad en metros.

- **Zonas de alta porosidad:** Entre 2255 m y 2265 m, se observa una porosidad efectiva alta, alcanzando valores de hasta $0.14 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$.

En la zona de 2455 m a 2475 m, los valores también muestran un rango alto de porosidad, con valores cercanos a $0.13 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$. Por último, entre 2490 m y 2510 m, la porosidad se mantiene elevada, superando los $0.12 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$ en varios puntos.

- **Zonas de baja porosidad:** Entre 2265 m y 2290 m, los valores de porosidad efectiva caen por debajo de $0.06 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$, con un patrón más homogéneo en esta sección.

Desde 2530 m hacia profundidades mayores, los valores de porosidad efectiva bajan considerablemente, registrando $0.02 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$ o menos, lo que sugiere poca capacidad de almacenamiento.

- **Zonas intermedias:** Entre 2370 m y 2420 m, los valores de porosidad efectiva oscilan entre 0.07 y $0.09 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$, lo que indica una capacidad moderada de almacenamiento de hidrocarburos.

De 2475 m a 2490 m, la porosidad es intermedia, con valores en el rango de 0.08 a $0.10 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$.

Interpretación:

Las zonas de alta porosidad, como las encontradas entre 2255-2265 m, 2455-2475 m y 2490-2510 m, son favorables para la acumulación de hidrocarburos debido a su mayor capacidad de almacenamiento.

Las zonas de baja porosidad, en particular 2265-2290 m y la zona profunda por debajo de 2530 m, probablemente no aportarán mucho a la producción y podrían considerarse barreras a la transmisión de fluidos.

Las zonas intermedias de porosidad, como las observadas en 2370-2420 m y 2475-2490 m, pueden ser objetivos secundarios, con una capacidad de almacenamiento moderada.

A2. Análisis del perfil Shmáx (Estrés máximo horizontal)):

El perfil de Shmáx es crucial para entender la distribución del estrés horizontal en el reservorio. Las zonas con alto estrés requieren una planificación cuidadosa de las operaciones de fractura, para asegurar que las fracturas se propaguen de manera efectiva y optimicen la producción de hidrocarburos.



Figura 39. Perfil de $Sh_{máx}$ (Estrés máximo horizontal) en $psi \cdot ft/s$ vs. Profundidad en metros.

- **Zonas con alto estrés máximo horizontal ($Sh_{máx}$):** Entre 2250 m y 2500 m, el $Sh_{máx}$ se mantiene en valores de 0.9 a 1.0 $psi \cdot ft/s$. Estos valores altos indican zonas con mayor presión horizontal, lo que puede influir en la estabilidad del pozo y en la propagación de fracturas durante las operaciones. Esto sugiere un entorno de mayor esfuerzo, lo cual es importante para diseñar estrategias que optimicen la dirección y apertura de fracturas.
- **Zonas con bajo estrés máximo horizontal ($Sh_{máx}$):** Entre 2120 m y 2200 m, los valores de $Sh_{máx}$ alcanzan valores de 0.7 a 1.1 $psi \cdot ft/s$. Esto indica un entorno de menor esfuerzo horizontal, lo cual puede facilitar la propagación de fracturas, pero también podría implicar menor confinamiento y estabilidad.

A3. Análisis del perfil Módulo de Young estático vertical (E Young Vertical)

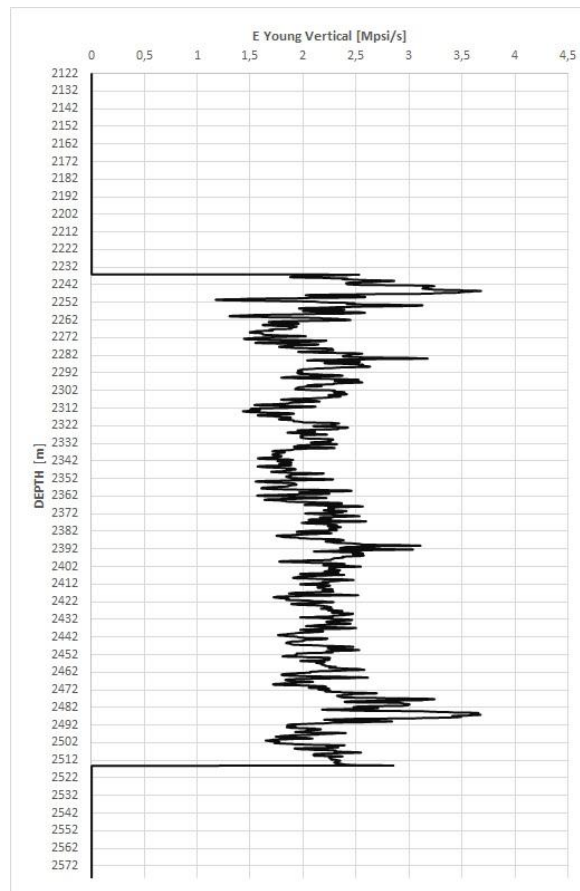


Figura 40. Módulo de Young estático vertical (E Young Vertical) en Mpsi/s vs. Profundidad en metros.

- **Zonas con alto módulo de Young vertical:** Las zonas con mayor rigidez se encuentran predominantemente en los intervalos entre 2230 m a 2260 m y de 2450 m a 2500 m, los valores del módulo de Young oscilan entre 1.5 y 3.5 Mpsi/s, con algunos picos cercanos a 4.0 Mpsi/s. Estos valores altos indican que las formaciones en estas profundidades tienen una alta rigidez y resistencia a la deformación vertical.
- **Zonas con bajo módulo de Young vertical:** Entre 2300 a 2350 y de 2390 m y 2470 m, los valores son significativamente más bajos. Esto sugiere que estas capas son menos rígidas y pueden ser más susceptibles a la estimulación, lo cual es beneficioso para la propagación de fracturas hidráulicas.

A4. Análisis del perfil Análisis del Perfil Combinado: Gamma Ray vs. Porosidad

En este primer perfil combinado, la idea principal es identificar las zonas con alta porosidad y baja concentración de arcillas, es decir, aquellas capas donde la porosidad es alta y el valor de Gamma Ray es bajo. Estas zonas indican formaciones más limpias, con menor contenido de arcillas y con buena capacidad de almacenar hidrocarburos, lo que las hace mejores candidatas para la fractura.

1. Intervalo 2250 m - 2300 m

- ❖ **Gamma Ray:** En esta sección, los valores de Gamma Ray varían entre 60 y 150 °API. Observamos algunas oscilaciones significativas en la respuesta de Gamma Ray. Los valores más bajos indican zonas con menor contenido de arcilla, mientras que los picos más altos sugieren una mayor presencia de arcillas o materiales radiactivos.
- ❖ **Porosidad:** La porosidad varía de 0.06 a 0.14 ft³/ft³. En general, se observa una correlación inversa con Gamma Ray, ya que, cuando Gamma Ray es bajo, la porosidad tiende a ser más alta. Las zonas con menor contenido de arcilla y alta porosidad se consideran más favorables para la estimulación hidráulica, ya que estas características suelen correlacionarse con una mayor permeabilidad y capacidad de almacenamiento de hidrocarburos.
- ❖ **Interpretación:** Las mejores zonas para considerar dentro de este intervalo, son aquellas donde el Gamma Ray es bajo (alrededor de 60-80 °API) y la porosidad es alta (0.10-0.14 ft³/ft³), como alrededor de 2255-2265 m y 2275-2285 m. Estas subzonas tienen un buen equilibrio entre baja arcillosidad y alta porosidad, lo que indica un potencial de producción favorable.

2. Intervalo 2400 m - 2450 m y 2472 – 2490 m

- ❖ **Gamma Ray:** En este intervalo, los valores de Gamma Ray oscilan entre 50 y 180 °API, con varias zonas de baja lectura (menor a 100 °API). Las lecturas más bajas sugieren presencia de areniscas limpias o carbonatos, mientras que los valores más altos indican mayor contenido de arcillas.

- ❖ **Porosidad:** La porosidad en este intervalo varía entre 0.06 y 0.16 ft³/ft³. Al igual que en la sección anterior, se observa una correlación inversa entre porosidad y Gamma Ray. Los picos de porosidad coinciden con las caídas de Gamma Ray, lo que sugiere capas de roca con baja arcillosidad y mejor capacidad de almacenamiento de hidrocarburos.

Interpretación y conclusión general

Los mejores intervalos para la estimulación en esta sección, son:

- ✓ **2250 - 2277:** Esta zona muestra baja lectura de Gamma Ray (por debajo de 80 °API) y alta porosidad (0.10-0.14 ft³/ft³), lo que la convierte en un objetivo excelente para la fractura.
- ✓ **2400-2450 m y 2470-2492 m:** Similar al intervalo anterior, aquí también se observa un buen equilibrio entre baja arcillosidad y alta porosidad, lo cual es favorable para la producción de hidrocarburos.

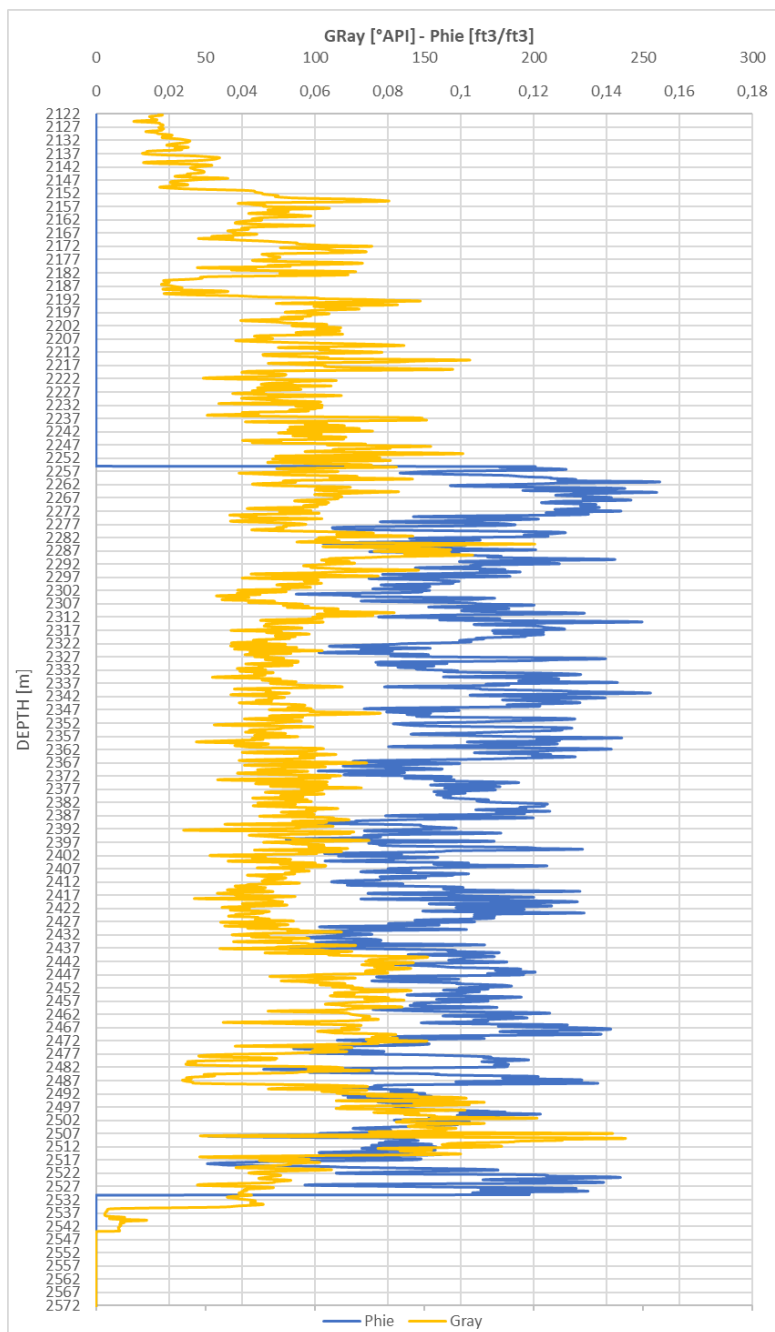


Figura 41. Perfil Gamma Ray (Gray) vs Porosidad efectiva (Phie) completo.

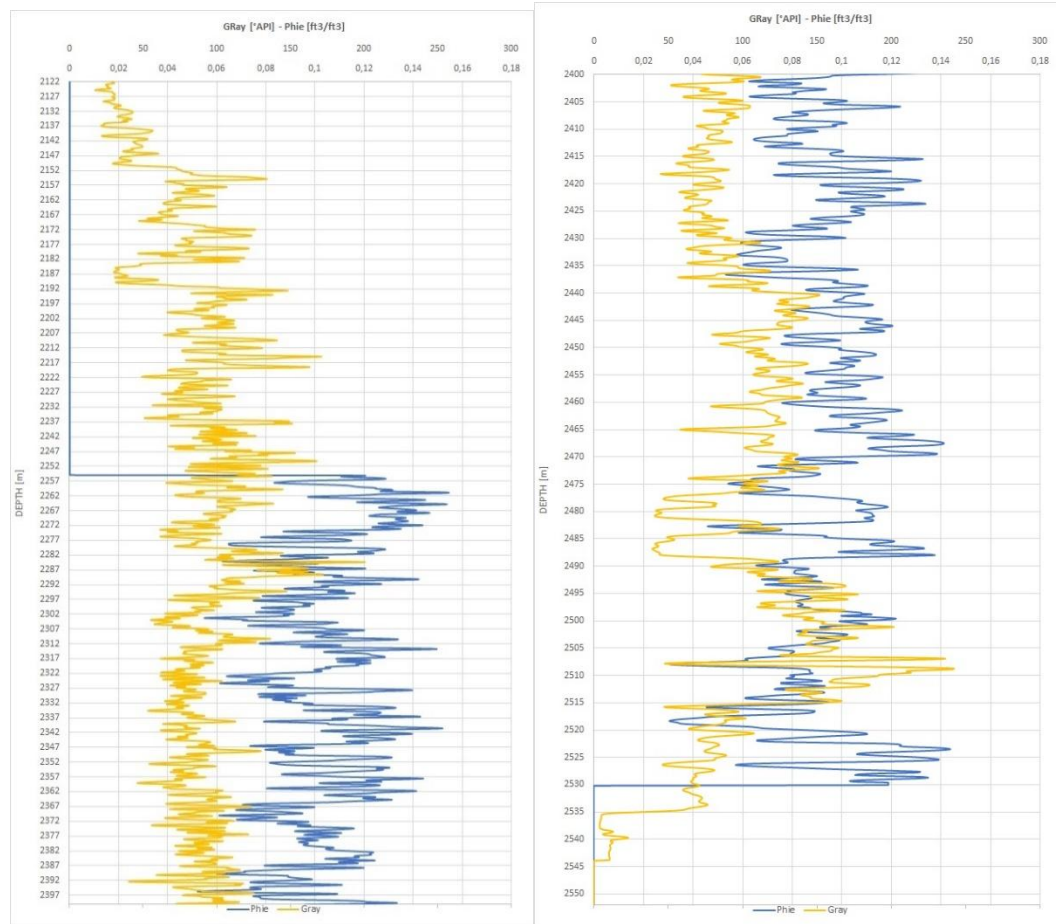


Figura 42. Perfil Gamma Ray (Gray) vs Porosidad efectiva (Phie). A la izquierda desde 2122 m hasta 2400 m, a la derecha de 2400 m hasta 2550 m.

A5. Análisis del perfil Análisis del Perfil Combinado: Sw vs Phie

A lo largo de todo el perfil, se notan variaciones significativas en Sw y Phie. Las áreas de interés se destacan principalmente donde Phie aumenta mientras Sw disminuye, sugiriendo buenas condiciones para la acumulación de hidrocarburos.

❖ Zonas de Alta Porosidad y Baja Saturación de Agua:

En varias profundidades, observamos valores altos de Phie combinados con valores relativamente bajos de Sw. Estas zonas son indicativas de áreas con buena porosidad efectiva y bajo contenido de agua, lo que sugiere potencial de almacenamiento de hidrocarburos. Por ejemplo, entre 2410 y 2450 m, donde se ve una tendencia consistente de buena porosidad con bajos niveles de saturación de agua.

❖ Zonas de Baja Porosidad y Alta Saturación de Agua:

En ciertas secciones, especialmente en la parte superior del perfil (por encima de 2250 m), la porosidad efectiva es menor mientras que la saturación de agua es alta. Esto podría indicar zonas con poca capacidad de almacenamiento de hidrocarburos o áreas con mayor presencia de agua, lo que es menos favorable para la fractura hidráulica.

❖ Zonas de Porosidad Intermedia y Saturación de Agua Variable:

En varias profundidades, los valores de porosidad y saturación de agua muestran variaciones que no son extremas pero que podrían considerarse de potencial intermedio. Entre 2300 y 2330 m, se observa porosidad intermedia y saturación de agua moderada, lo que podría representar un área con potencial, aunque menos favorable que las zonas de alta porosidad y baja Sw.

Interpretación y conclusión:

Las zonas donde se observa alta porosidad efectiva y baja saturación de agua, se destacan como las áreas más prometedoras para la acumulación de hidrocarburos. Estos niveles son claves para la selección de intervalos óptimos, ya que una mayor porosidad y baja saturación indican menor cantidad de agua y, por tanto, un ambiente más favorable para el desarrollo de una rama horizontal. A su vez, las zonas de baja porosidad y alta saturación de agua no son buenas candidatas para estimulación de la rama horizontal, ya que, probablemente contienen más agua y tienen menos espacio poroso para hidrocarburos.

En el contexto del análisis combinado de Sw y Phie, las profundidades comprendidas entre 2410 y 2450 m sobresalen como intervalos de alta calidad para el desarrollo de la rama horizontal. Esta zona presenta una combinación favorable de alta porosidad y baja saturación de agua, lo que maximiza el potencial de almacenamiento de hidrocarburos y reduce el riesgo de producir agua no deseada durante la extracción. Por lo tanto, esta sección también tiene características favorables para la estimulación como lo demostró en perfiles combinados anteriores.

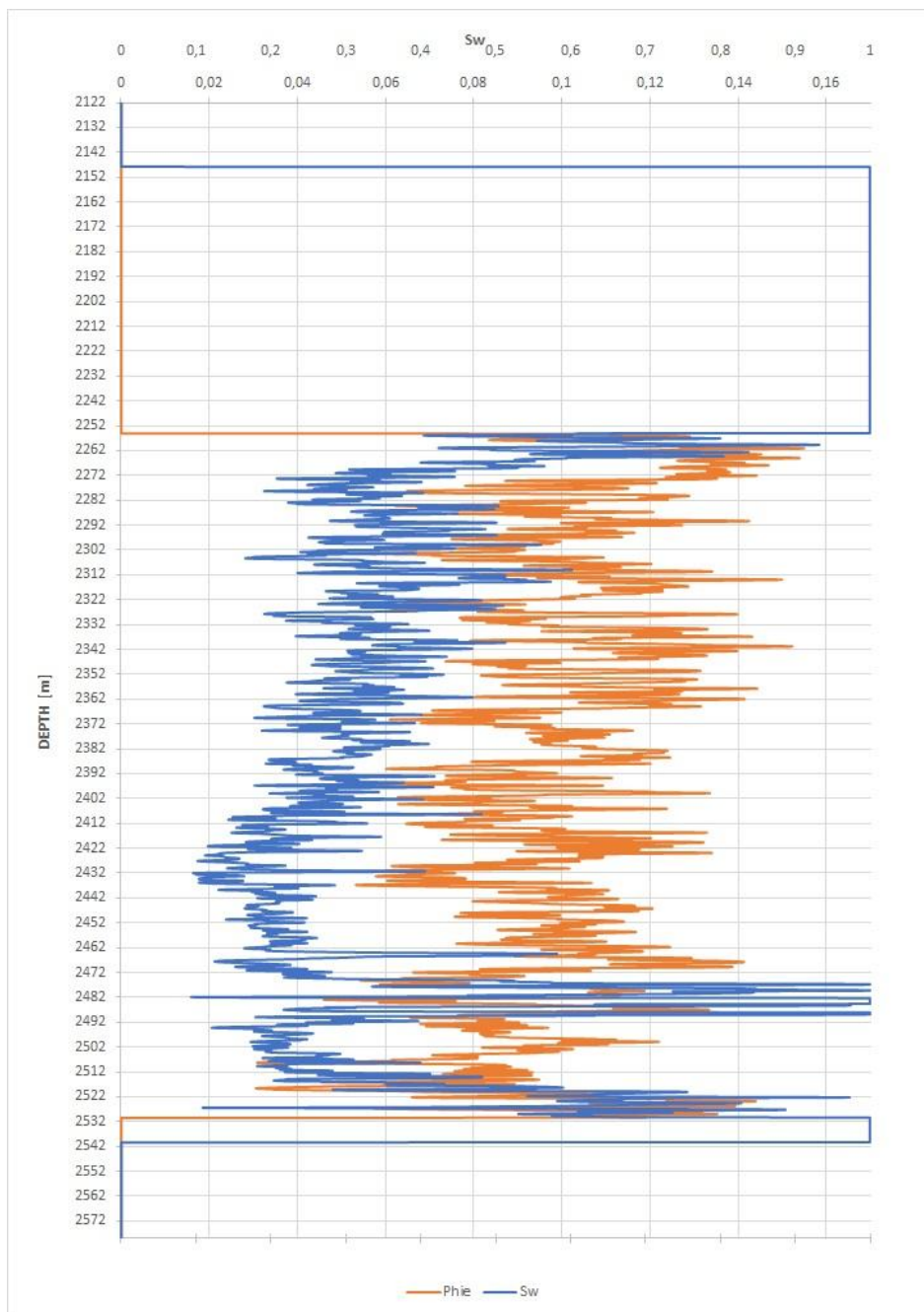


Figura 43. Perfil Porosidad efectiva (Phie) vs Saturación de agua (Sw) completo.

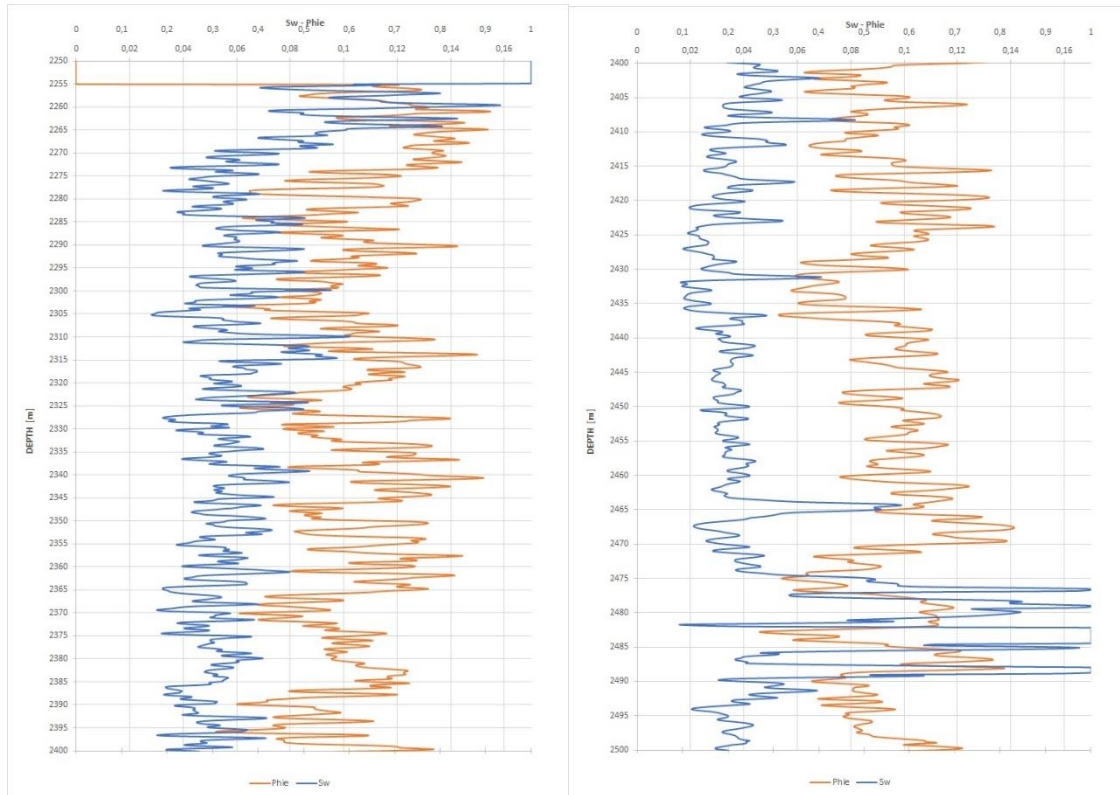


Figura 44. Perfil Saturación de agua (Sw) vs Porosidad efectiva ($Phie$). A la izquierda desde 2250 m hasta 2400 m, a la derecha de 2400 m hasta 2500 m.

A6. Tipos de agente de sostén

Arenas Naturales: Las arenas naturales, son los agentes de sostén más comúnmente utilizados debido a su disponibilidad y costo relativamente bajo. La arena de Ottawa, originaria del depósito Jordan en Estados Unidos, es conocida por su alta calidad debido a su composición de cuarzo puro, color blanco, redondez y alta esfericidad. La arena de Brady, proveniente del depósito Hickory en Texas, es de calidad ligeramente inferior debido a su mayor angularidad y la presencia de feldespatos, aunque sigue siendo una opción popular en la industria.

La calidad de la arena natural se evalúa mediante varias propiedades físicas, tales como redondez, esfericidad, gravedad específica, densidad aparente, solubilidad en ácido, y resistencia a la compresión (Halliburton, 2005).

Arenas Resinadas: Las arenas resinadas se recubren con una capa de resina para mejorar su rendimiento y resistencia durante la etapa de fracturas. A su vez, este tipo de arenas pueden clasificarse en dos grupos: pre-curadas y curables.

- **Pre-curadas:** Estas arenas tienen una capa de resina que recubre el grano de arena en su interior. La resina no une a los granos, sino que, proporciona una mayor conductividad comparada con las arenas sin recubrimiento, ya que, aumenta la esfericidad y redondez de los granos y aumenta la resistencia a la compresión.
- **Curables:** Estas arenas están recubiertas con una resina que se activa a medida que el agente viaja por el interior del pozo y se va depositando dentro de las fracturas, permitiendo que los granos de arena se unan y formen una estructura más estable.

Cerámicas: Las cerámicas son materiales no metálicos y no orgánicos, formados a altas temperaturas, que proporcionan una mayor resistencia a la presión de confinamiento en comparación con las arenas naturales. Las cerámicas se producen mediante un proceso de lecho fluidizado, resultando en proppants con mayor esfericidad y redondez.

Las cerámicas se componen principalmente de compuestos de sílice. Estos proppants tienen una mayor resistencia que las arenas naturales, pero menor que las bauxitas de alta resistencia. Algunas cerámicas comerciales incluyen CarboLite y EconoProp de Carbo Ceramics, Inc. (Halliburton, 2005).

Bauxitas Sinterizadas: Las bauxitas sinterizadas se producen a partir de mineral de bauxita, que se muele hasta convertirlo en polvo fino y se forma en pellets verdes. Estos pellets se secan, se tamizan y se sinterizan en un horno, donde las partículas individuales se fusionan en los bordes, creando un proppant extremadamente fuerte y denso. Ejemplos de bauxitas sinterizadas incluyen INTERPROP y SinterProp de Norton-Alcoa Proppants y Sintex Minerals and Services, Inc. (Halliburton, 2005).

- **Bauxita de Alta Resistencia:** Producida a partir de bauxita casi pura, esta bauxita forma corindón (Al_2O_3), con una densidad específica de aproximadamente 3.7. Este tipo de proppant proporciona la mayor resistencia y densidad.
- **Bauxita de Resistencia Intermedia:** Producida a partir de bauxita menos pura, esta bauxita produce corindón y mullita ($\text{Al}_6\text{Si}_2\text{O}_{15}$), resultando en un proppant



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA Y PETROLEO

menos denso y ligeramente más débil con una densidad específica de aproximadamente 3.25.

REFERENCIAS

1. Aadnoy, B. S., & Looyeh, R. (2011). *Petroleum rock mechanics: Drilling operations and well design*. Gulf Professional Publishing.
2. Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Professional Publishing.
3. Bonapace, J. C. (2016). *Proppant management: A new challenge to develop unconventional reservoirs in Argentina*. Paper presented at the SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/180818-MS>.
4. Dake, L. P. (1978). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier.
5. Daneshy, A. (2011). Computational Fluid Dynamics Simulation of Fracturing Treatment. *Journal of Petroleum Technology*, 63(6), 76-79.
6. Detournay, E., & Cheng, A. H. D. (1988). Fundamentals of poroelasticity. *Comprehensive Rock Engineering*, 2(1), 113-171.
7. Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000). *Reservoir stimulation* (3rd ed.). John Wiley & Sons.
8. Goodman, R. E. (1989). *Introduction to Rock Mechanics* (2nd ed.). John Wiley & Sons.
9. Halliburton. (2005). Stimulation I: Proppants. En *Stimulation Manual* (pp. 9-1 y 9-10).
10. Holditch, S. A. (2007). *Tight Gas Sands*. Society of Petroleum Engineers.
11. HVFR. (2022). *Introducción y aplicación de los HVFR en pozos horizontales de shale*. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
12. Jaeger, J. C., Cook, N. G. W., & Zimmerman, R. W. (2007). *Fundamentals of Rock Mechanics* (4th ed.). Blackwell Publishing.

13. King, G. E. (2012). Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/152596-MS.
14. Layús, I. (2023). *Análisis del uso de HVFRs en fracturación hidráulica en Vaca Muerta* (Trabajo integrador). Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
15. López Anadón, E. (2015). *El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales* (4a ed. revisada). Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
16. Martínez, J. (2022). *Evolución en el uso de HVFRs para formaciones de shale en Argentina*. Petrotecnia.
17. Mayerhofer, M. J., Walser, D. W., & Downie, R. (2010). *Fracture diagnostics for unconventional reservoirs* (SPE-135589-MS). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/135589-MS>
18. Montgomery, C. T. (2013). Fracturing Fluid Components. *Journal of Petroleum Technology*, 65(12), 62-68. doi:10.2118/163827-MS.
19. Offshore Technology Conference (OTC). (2022). *OTC-31942-MS - Completion and Fracture Design Optimization in Vaca Muerta: Lessons Learned from Five Years of Horizontal Development*. OTC. <https://doi.org/10.4043/31942-MS>
20. Ortiz Trejo, D. (2019). *Determinación de esfuerzos IN-SITU y presión de fractura mediante la técnica de inversión* (Tesis de licenciatura, Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México).
21. Petrotecnia. (2017). ¿Qué tipo de fluidos de fractura y por qué? *Petrotecnia*. Recuperado de <https://www.petrotecnia.com.ar/nota-3.html>

22. Rassenfoss, S. (2011). *Trends in the North American Frac Industry: Invention through the Shale Revolution* (SPE-194345-MS). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/194345-MS>
23. Sagasti, G., Ortiz, A., Hryb, D., Foster, M., & Lazzari, V. (2014). Understanding Geological Heterogeneity to Customize Field Development: An Example From the Vaca Muerta Unconventional Play, Argentina. Presented at the Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA.
24. Secretaría de Energía. *Capítulo IV – Datos de Fractura de Pozos de Hidrocarburos*. Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles, Ministerio de Economía, Presidencia de la Nación Argentina. Recuperado en marzo de 2025, de <https://www.argentina.gob.ar/energia/datos/pozos/capitulo-iv>.
25. Shlyapobersky, J., Issa, M. A., Issa, M. A., Islam, M. S., Dudley, J. W., Shulkin, Y., & Chudnovsky, A. (1998). Scale Effects on Fracture Growth Resistance in Poroelastic Materials. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/48929-MS.
26. Simonson, E. R., Abou-Sayed, A. S., & Clifton, R. J. (1978). Containment of massive hydraulic fractures. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/6089-PA.
27. Society of Petroleum Engineers (SPE). (2016). *Evaluation of Multistage Fracturing Stimulation Horizontal Well Completion Methods in Western Desert, Egypt* (SPE-183785-MS). <https://doi.org/10.2118/183785-MS>
28. Soliman, M. Y., Daal, J., & East, L. (2012). Impact of Fracturing and Fracturing Techniques on Productivity of Unconventional Formations. *SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition*, Vienna, Austria.
29. Suárez, F., Villar, H. J., & Rodríguez, J. F. (2013). Petrophysical and Geomechanical Characterization of Vaca Muerta Formation. *Unconventional Resources Technology Conference*. doi:10.15530/urtec-2013-1660918.
30. Subsecretaría de Energía e Hidrocarburos de la Provincia del Neuquén. (s.f.). *Mapa de actividad hidrocarburífera de la provincia del Neuquén* [imagen]. Gobierno de la Provincia del Neuquén. <http://hidrocarburos.energianequen.gov.ar/mapa>

31. Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). *Petroleum formation and occurrence*. Springer-Verlag.
32. Uliana, M. A., & Legarreta, L. (1993). Hydrocarbon habitat in a Triassic to Cretaceous Sub-Andean setting: Neuquén Basin, Argentina. *Journal of Petroleum Geologist*, 16(4): 397-420.
33. Vergani, G. D., Tankard, A. J., Belotti, H. J. & Welsink, H. J., (1995). Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. In: Tankard, A. J., Suárez, S., Welsink, H. J., *Petroleum basin of South America*, AAPG Memoir, N° 62, 1995, pp. 383-402.
34. Warpinski, N. R., Schmidt, R. A., & Northrop, D. A. (1982). In-Situ Stresses: The Predominant Influence on Hydraulic Fracture Containment. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/8932-PA.
35. Warpinski, N. R., Teufel, L. W., & Clark, J. A. (1984). Influence of Geologic Discontinuities on Hydraulic Fracture Propagation. *Journal of Petroleum Technology*, 36(02), 209-220. doi:10.2118/9875-PA.
36. Warpinski, N. R., & Teufel, L. W. (1989). *In situ stresses in low permeability, nonmarine rocks* (SPE-18927-MS). Society of Petroleum Engineers.
<https://doi.org/10.2118/18927-MS>
37. Zhang, H., Alarcon, N., Arro, J., Crespo, G., Licitra, D., & Hernandez, C. (2018). *Integrated petrophysics for improved whole-rock characterization: A case study in Vaca Muerta Formation, Argentina*. Society of Petroleum Engineers.
<https://doi.org/10.2118/193149-MS>.
38. Zoback, M. D. (2007). *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press.
doi:10.1017/CBO9780511586477.